

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

Ingeniería Industrial

**IMPACTO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA
ELÉCTRICO DE LAS MICRORREDES Y
MEJORAS INTRODUCIDAS POR LOS
SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO**

AUTOR: Francisco José Martínez Antoñanzas

DIRECTOR: Hortensia Amarís

TUTOR: Ana Morales

Leganés, 9 de Marzo de 2011

ÍNDICE

1. Introducción.	5
2. Descripción de una microrred.	5
3. Descripción de la microrred del proyecto.	6
4. Generador convencional	12
4.1 Descripción del modelo	12
4.2 Simulaciones	18
4.2.1 Escalón de carga negativo	18
4.2.2 Escalón de carga positivo	19
4.3 Comentarios al modelo	20
5. Generador eólico	21
5.1 Descripción del modelo	21
5.2 Simulaciones	26
5.3 Comentarios al modelo	29
6. Planta Fotovoltaica	30
6.1 Simulaciones	37
6.2 Comentarios al modelo	40
7. Microturbina	41
7.1 Simulaciones	45
7.1.1 Simulación escalones de potencia de referencia. Microturbina conectada a red.	52
7.2 Conclusiones al modelo	54
8. Batería	55
8.1 Simulaciones	59
9. Operación de la microrred con un GESTOR ENERGÉTICO.	65
9.1 Simulaciones	68
9.1.1 Modelo de red externa débil – Sin batería	68
9.1.2 Modelo de red externa débil – Con batería a plena carga	74
9.1.3 Modelo de red externa débil – Con batería a 20% de carga inicial	76
10. Conclusiones	82
11. Referencias.	83

Resumen del proyecto.

El objetivo de este proyecto fin de carrera consiste en estudiar el impacto en la operación del sistema eléctrico de las microrredes y mejoras introducidas por los sistemas de almacenamiento.

El trabajo se desarrolla en varias etapas, estudiando en primer lugar la dinámica y capacidad de los sistemas de generación que pueden componer una microrred. Los sistemas que se han considerado son: generadores convencionales, generadores eólicos, generadores fotovoltaicos, microturbinas y sistemas de compensación como baterías. Las ventajas de combinar las fuentes de energía renovable con sistemas de almacenamiento son bien conocidas y aumentan la posibilidad de operar el sistema dividiéndolo en redes aisladas o microrredes.

Tras el estudio de la dinámica de cada sistema se construye una microrred y se propone una estrategia para simular la operación y control de la microrred, tanto conectada a red como de forma aislada.

Por último, se incluyen los resultados obtenidos y los beneficios de instalar una batería.

Summary.

The scope of this final project is to study the impact of Microgrids on power systems operation and analyze the possible benefits obtained from Battery Energy Storing Systems (BESS).

The project is structured into several parts. Firstly, the dynamics and the regulation capabilities of different generating systems that can be part of a Microgrid are studied. The following systems are considered: conventional power plants, wind power plants, solar power plants, microturbines and energy storing systems. There are well known advantages when combining renewable energy sources with energy storage in the operation of the system when splitting the system into isolated Microgrids.

The second step after analysing the dynamics of every system is to build a Microgrid and to build a new strategy towards the improvement of its operation and control, either connected to the main grid or isolated.

Last but not least, the obtained results are analysed and the benefits of installing batteries in isolated systems highlighted.

1. Introducción.

Este documento incluye el estudio del impacto en la operación del sistema eléctrico de las microrredes y mejoras introducidas por los sistemas de almacenamiento. El proyecto se ha dividido en varios hitos que se describen a continuación.

En primer lugar se realiza el estudio dinámico de los elementos generadores que componen una microrred con objeto de analizar su capacidad de funcionamiento aislado o conectados a red, su capacidad de regulación de frecuencia y capacidad de regulación de tensión. Los modelos estudiados son: generador convencional, generador eólico, generador fotovoltaico, microturbina de gas y batería. Los modelos están implementados en la librería de la herramienta de simulación DIgSILENT PowerFactory mediante elementos de librería y elementos programados en lenguaje DSL (DIgSILENT Simulation Language) [1].

En una segunda fase del proyecto, se construye una microrred a partir de la combinación de los sistemas estudiados en la primera fase. Se implementa un GESTOR ENERGÉTICO para garantizar la acción coordinada de los elementos que la componen. El gestor energético está basado en [2]. Las mejoras del sistema implementado en este proyecto respecto del prototipo del artículo bibliográfico de referencia son:

- Consideración de generación renovable que entra a “cualquier precio” en la gestión de la operación. Algoritmo de mercado simplificado.
- Sistemas de protección de sobrefrecuencia incorporados en la generación renovable, capaces de contribuir a la reducción de la potencia generada ante incrementos de frecuencia en la microrred.
- Sistemas de almacenamiento con objeto de compensar la generación eólica y solar en caso de ausencia de viento y sol. Perfiles de generación variables que representan la variabilidad de viento e irradiación.
- Simulaciones del sistema aislado.

A continuación se incluyen algunas definiciones y descripciones sobre el concepto de microrred.

2. Descripción de una microrred.

La microrred se ha desarrollado desde un principio como un sistema de electrificación para zonas de difícil acceso (zonas remotas) en las que la electrificación suponía unos elevados esfuerzos tanto económicos como técnicos y nos obligaba a tener en cuenta criterios relacionados con la protección del medio ambiente [3].

La microrred se compone de los elementos siguientes:

- Fuentes de generación y almacenamiento eléctrico cercanas a la zona de consumo.
- Características relacionadas con la toma de decisiones, para gestionar la energía producida.
- Operación en isla y operación conectada a la red.
- Un control total del sistema de forma aislada desde el punto de vista económico.

- Tendremos que tener en cuenta:
 - Generadores con una inercia diferente (participación en la regulación primaria).
 - Un control capaz de solventar los desvíos de energía en función de la carga predicha en cualquier periodo de tiempo (regulación secundaria).

Podremos definir entonces una microrred como un sistema agregado de cargas, elementos de generación renovable y no renovable (combustibles fósiles, ciclos combinados) y sistemas de almacenamiento, con capacidad de regulación propia, tanto económica como energética, operando conectada o aislada, obteniendo así la máxima eficiencia del conjunto [3].

3.Descripción de la microrred del proyecto.

La microrred objeto de este proyecto se ha diseñado a tensión de 20kV. La microrred está conectada a una red externa de potencia de cortocircuito entre 25 y 35 veces la potencia total generada en la microrred. La red externa se modela mediante equivalente Thevenin dinámico. Las características de la red externa se presentan en la Figura 1:

Figura 1: Características de la red externa.

Los elementos que componen la microrred se muestran en la Tabla 1, indicando las potencias nominales.

Elemento	Potencia	
Generador convencional	8 MVA (Pmax 6.18 MW)	
Generador eólico	2 MW	
Generador fotovoltaico	0.5 MW	
Microturbina de Gas	100 x 60 kVA	
Batería	30 MW	
Cargas	Carga	Potencia
	Load1	0,5 MW
	Load2	1MW
	Load3	1MW
	Load4	1MW
	Load5	2MW
	Load6	2MW
	Load7	3MW
	Load8	4MW

Tabla 1: Elementos de la microrred

La potencia total generada en la microrred es de 14.68MW. La carga máxima total de la microrred es de 14.5MW.

El esquema unifilar de la microrred se muestra en la Figura 2. Las cargas se han modelado en una red distinta y se presentan en la Figura 3.

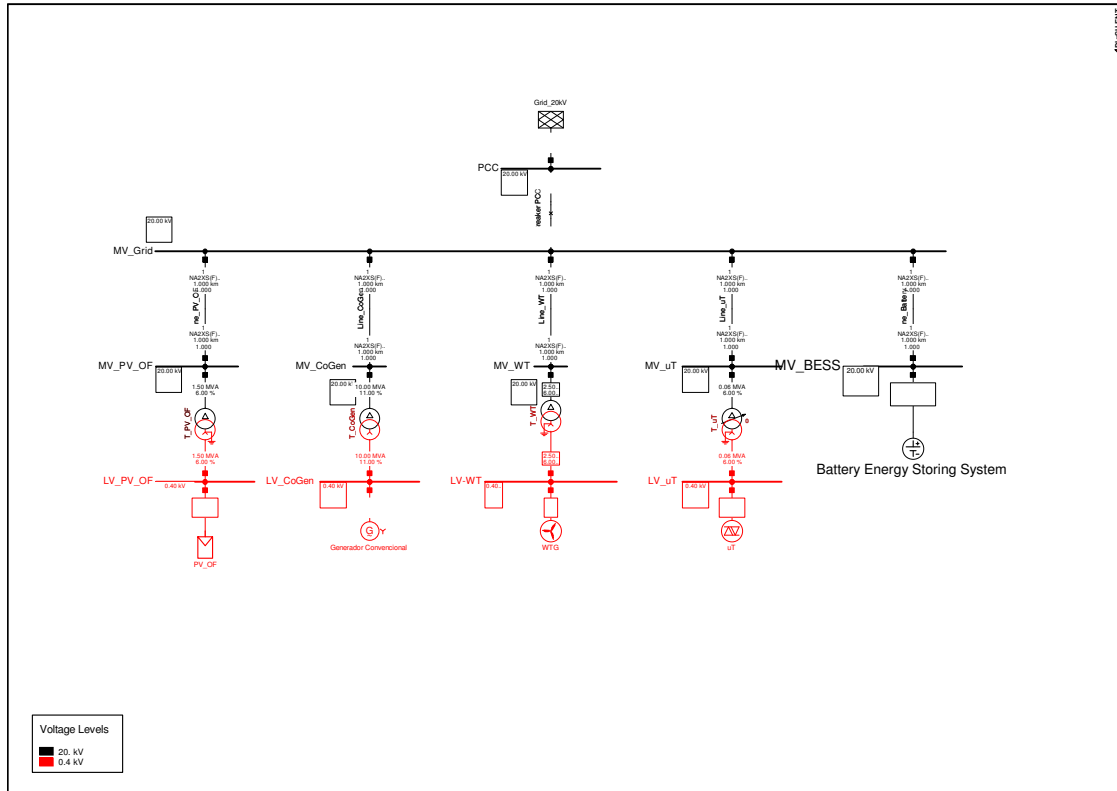


Figura 2: Esquema unifilar de la microrred. Generación conectada a barra 20kV (MV_Grid)

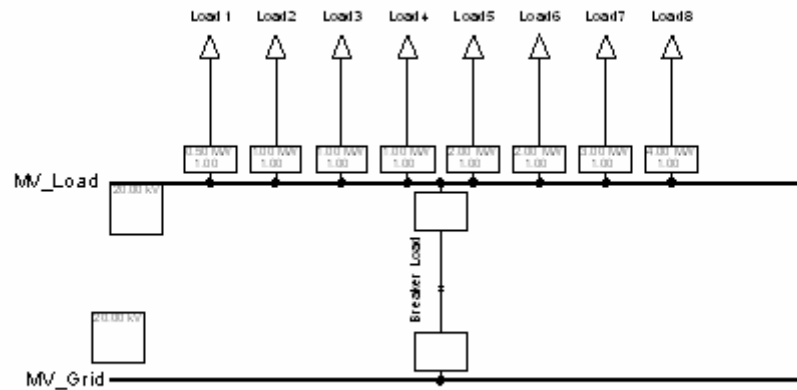


Figura 3: Cargas de la microrred, conectadas a barra de 20kV (MV_Grid)

Todas las cargas tienen un perfil de producción, representado en la Figura 4, según una estimación de la demanda en un día completo (24 horas) que para realizar las simulaciones de forma más rápida se ha reducido a 24 minutos, como propuesto en [2].

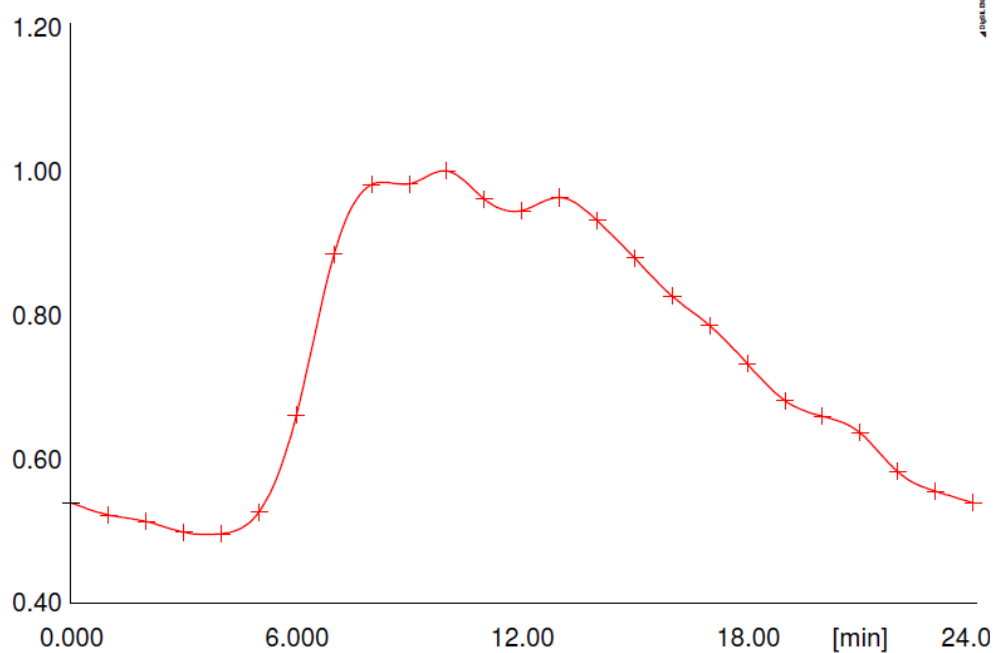


Figura 4: Variación del perfil de carga de la microrred. (Eje y --> pu, Eje x-->minutos)

Para aplicar a las cargas el factor multiplicativo en por unidad, se ha diseñado un modelo en lenguaje DSL que mediante “look-up tables” interpola a cada paso de integración el valor correspondiente al tiempo. El modelo se presenta en la Figura 5.

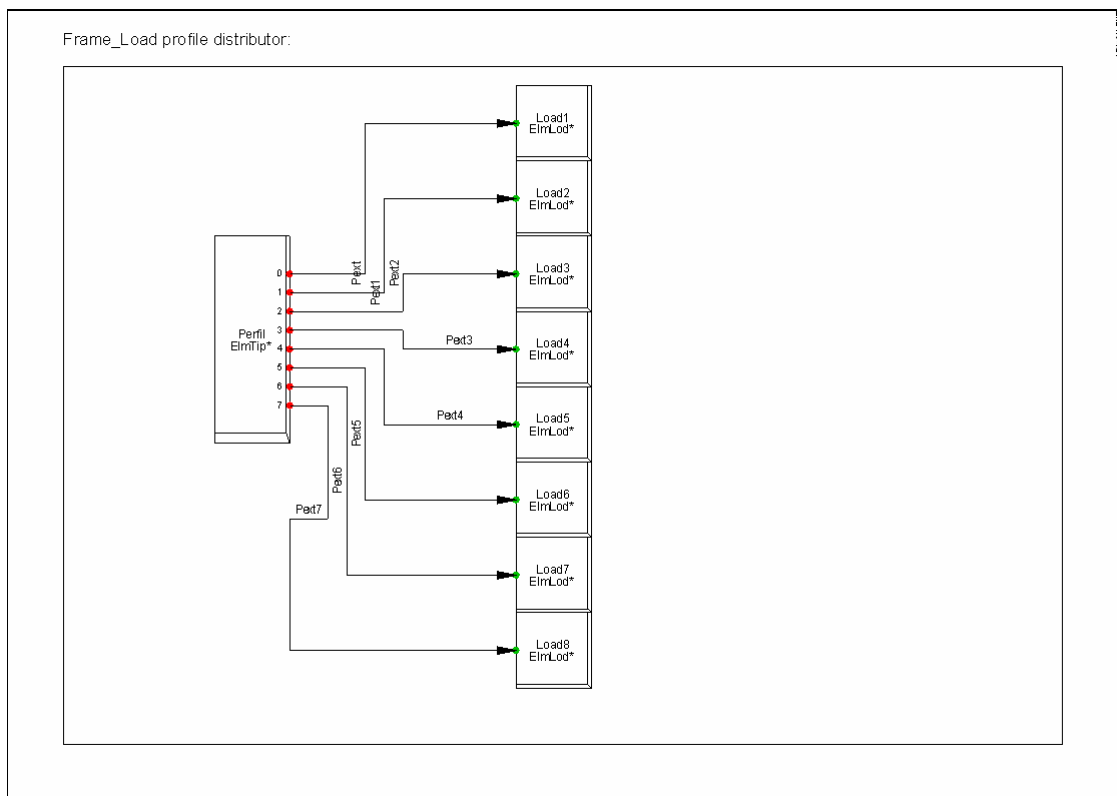


Figura 5: Modelo DSL para aplicar el perfil de carga durante la simulación.

Las líneas de código se presentan a continuación:

```
t=time()/60;
inc(y1)=lapprox(t,array_tp)*Pbase1MW;
inc(y2)=lapprox(t,array_tp)*Pbase2MW;
inc(y3)=lapprox(t,array_tp)*Pbase3MW;
inc(y4)=lapprox(t,array_tp)*Pbase4MW;
inc(y5)=lapprox(t,array_tp)*Pbase5MW;
inc(y6)=lapprox(t,array_tp)*Pbase6MW;
inc(y7)=lapprox(t,array_tp)*Pbase7MW;
inc(y8)=lapprox(t,array_tp)*Pbase8MW;
y1=lapprox(t,array_tp)*Pbase1MW;
y2=lapprox(t,array_tp)*Pbase2MW;
y3=lapprox(t,array_tp)*Pbase3MW;
y4=lapprox(t,array_tp)*Pbase4MW;
y5=lapprox(t,array_tp)*Pbase5MW;
y6=lapprox(t,array_tp)*Pbase6MW;
y7=lapprox(t,array_tp)*Pbase7MW;
y8=lapprox(t,array_tp)*Pbase8MW;
```

Todos los sistemas de generación renovable tienen un perfil de producción asignado. La forma de aplicar el perfil de producción es distinta que para las cargas. Se aplican consignas de potencia externa que representan, en el caso de la fotovoltaica, la irradiación y en el caso de la eólica la variación de viento.

El perfil de producción de la planta fotovoltaica se presenta en la Figura 6 y responde a un día soleado. El perfil de producción de la planta eólica se presenta en la Figura 7 y responde a un perfil aleatorio de viento muy variable. El perfil de viento variable diseñado tiene por objetivo incluir en el hecho de que el viento puede dejar de soplar provocando la reducción de capacidad de generación de la microrred en 2MW.

De la misma manera que para las cargas, se ha reducido a 24 minutos [2] a pesar de que en el gráfico aparece respecto a 24 horas.

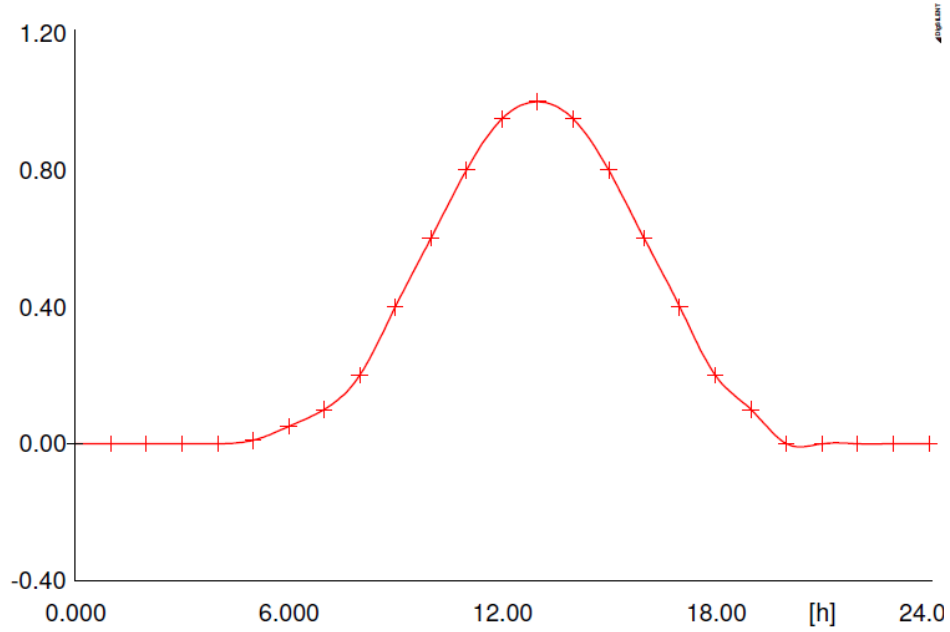


Figura 6: Variación del perfil de producción de la planta fotovoltaica de la microrred. En la simulación el tiempo se reduce a 24 min (Eje y --> pu, Eje x-->h)

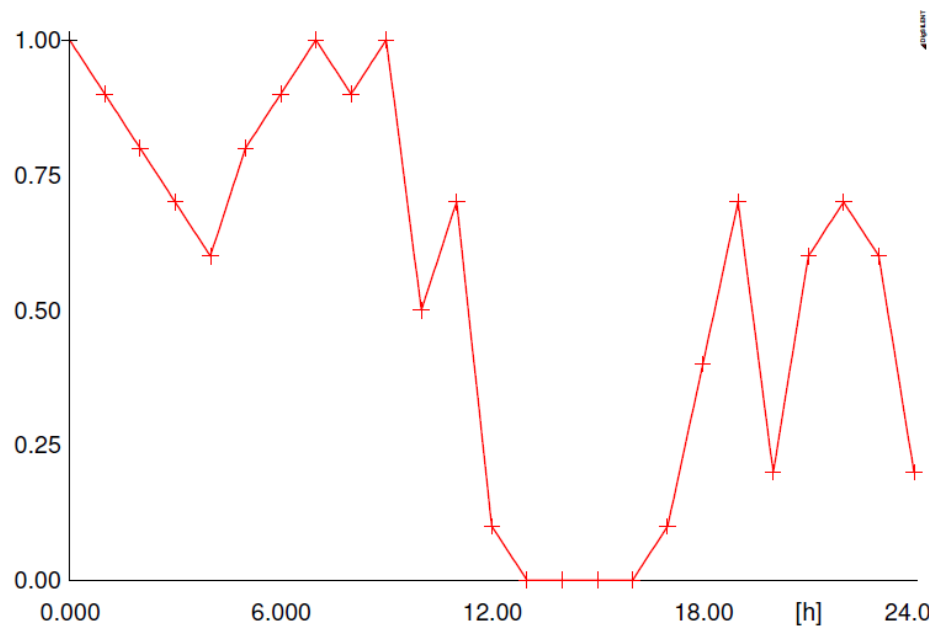


Figura 7: Variación del perfil de producción de la planta eólica de la microrred. En la simulación el tiempo se reduce a 24 min (Eje y --> pu, Eje x-->h)

A continuación se describen en detalle los modelos dinámicos empleados para cada sistema de generación.

límites establecidos. A la salida se da una consigna de potencia de la turbina y a la salida de la turbina se envía la potencia al generador síncrono (pt).

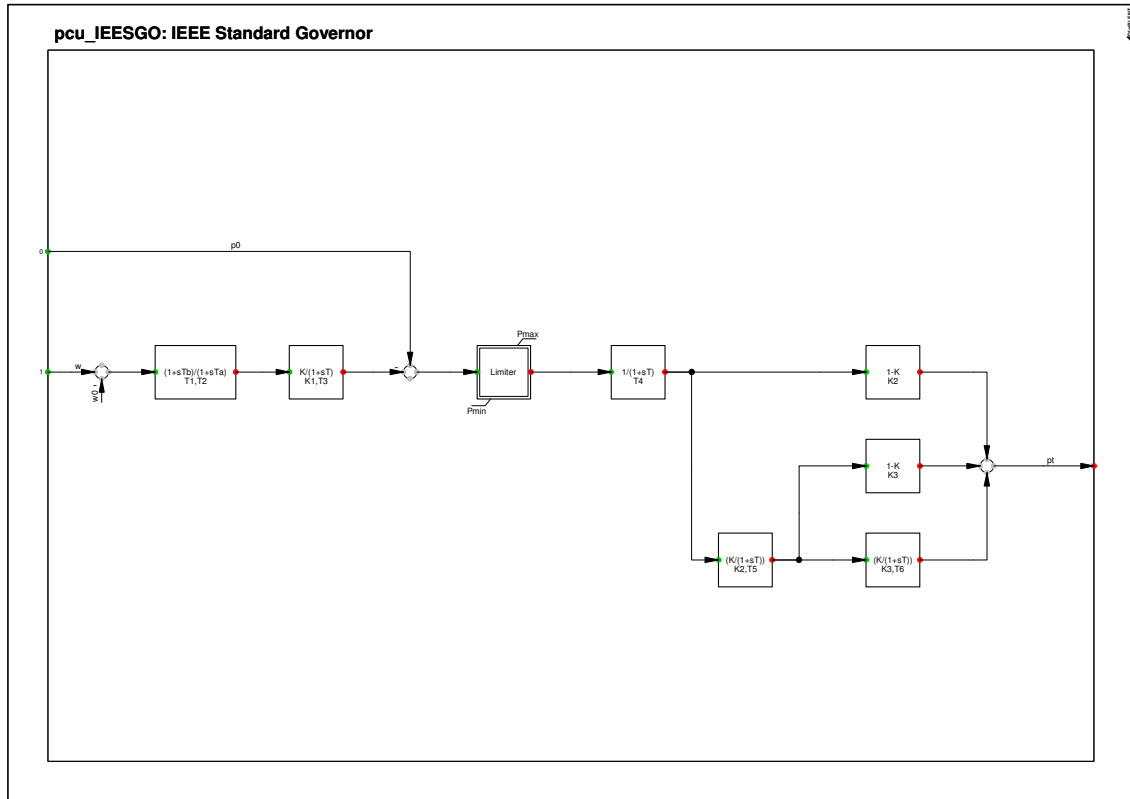


Figura 9: Modelo de controlador de frecuencia y turbina estándar IEEE (pcu_IEESGO)

Los parámetros del modelo se presentan en la Figura 10.

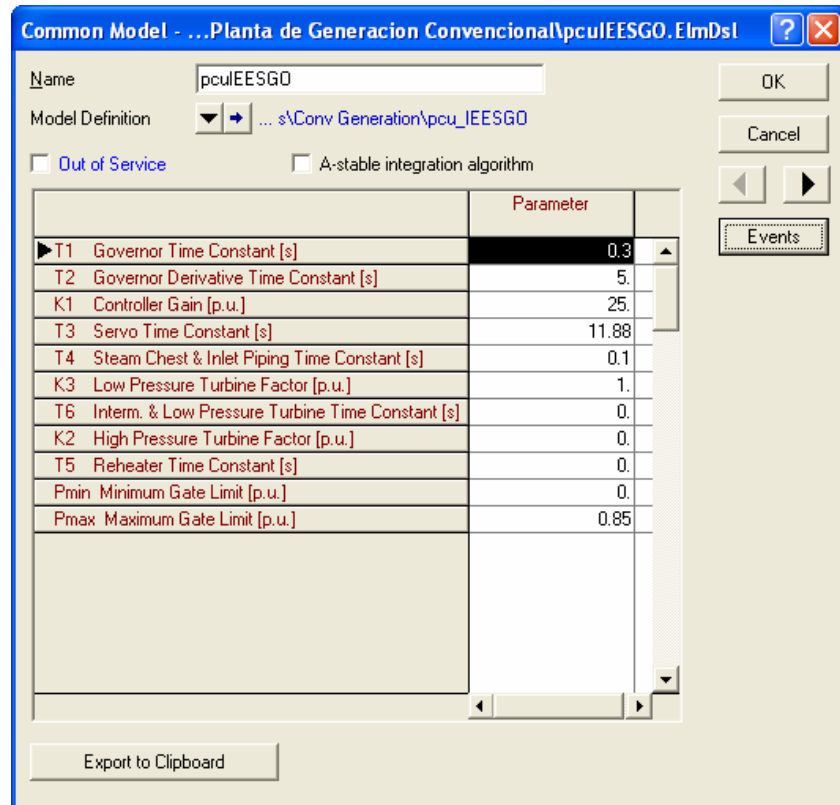


Figura 10: Parámetros del modelo pcu_IEESGO

El regulador de tensión del generador que permitirá mantener un nivel de tensión en el sistema, se presenta en la Figura 11. Es del tipo “vco_EXST1, 1981 IEEE Type ST1 Excitation System”.

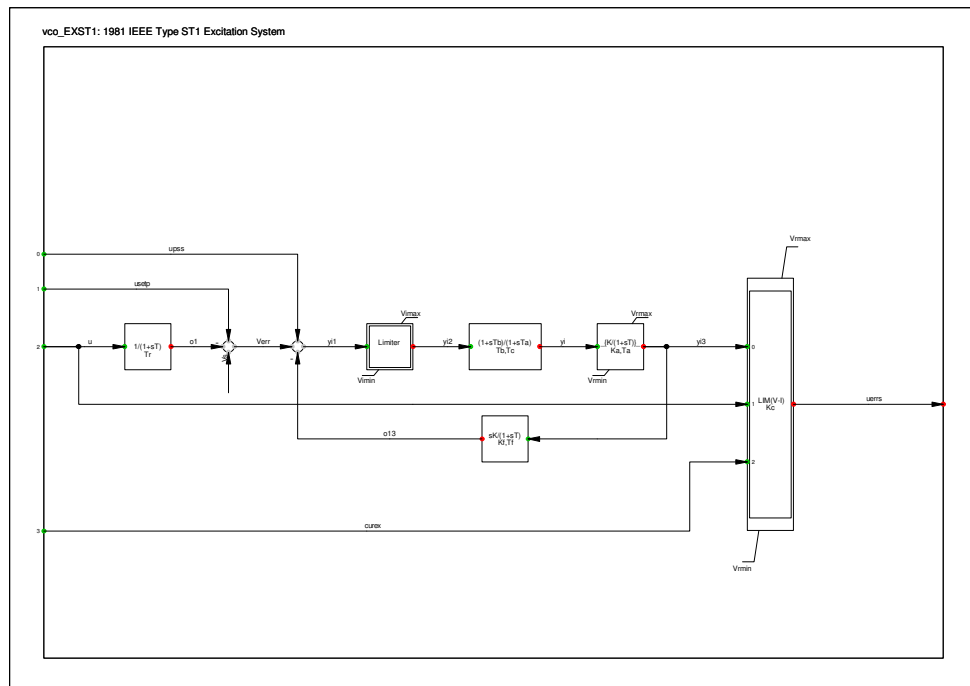


Figura 11: Modelo del sistema de excitación vco_EXST1

Common Model - ...Planta de Generacion Convencional\wcoEXST1.ElmDsl

Name: wcoEXST1

Model Definition: ... s\Conv Generation\wco_EXST1

☐ Out of Service ☐ A-stable integration algorithm

	Parameter	
► Tr	Measurement Delay [s]	0.01
Tb	Filter Delay Time [s]	0.1
Tc	Filter Derivative Time Constant [s]	0.1
Ka	Controller Gain [p.u.]	50.
Ta	Controller Time Constant [s]	0.01
Kc	Excitor Current Compensation Factor [p.u.]	0.
Kf	Stabilization Path Gain [p.u.]	0.
Tf	Stabilization Path Delay Time [s]	0.15
Vmin	Controller Minimum Input [p.u.]	-3.
Vmin	Controller Minimum Output [p.u.]	-7.
Vmax	Controller Maximum Input [p.u.]	3.
Vmax	Controller Maximum Output [p.u.]	7.

Export to Clipboard

OK Cancel Events

Figura 12: Parámetros del modelo wco_EXST1

El generador síncrono es un modelo built-in de DIGSILENT PowerFactory y se presenta en la Figura 13 y en la Figura 14. En la Figura 15 se presentan los datos de operación del generador en la microrred.

Name: Gen Sync 8 MVA 0.44 kV

Nominal Apparent Power: 8. MVA

Nominal Voltage: 0.44 kV

Power Factor: 0.9090909

Connection: Y

Figura 13: Datos básicos de la placa de características del generador

Synchronous Machine Type - Equipment Type Library Gen Sync 8 MVA 0.44 kV. TypSym *

State Estimator	Reliability	Generation Adequacy	Description
Basic Data	Load Flow	VDE/IEC Short-Circuit	Complete Short-Circuit
ANSI Short-Circuit	IEC 61363	RMS-Simulation	EMT-Simulation
		Harmonics	Optimization

OK Cancel

← →

Inertia

Acceleration Time Const. (rated to Pgn) 8 s

Mechanical Damping 0 p.u.

Stator Resistance/Leakage Reactances

rstr 0.0000504 p.u.

xl 0 p.u.

xrl 0 p.u.

Rotor Type

☐ Salient pole

☒ Round Rotor

Synchronous Reactances

xd 1.5 p.u.

xg 1.5 p.u.

Transient Time Constants

Td' 0.01706667 s

Td'' 0 s

Transient Reactances

xd' 0.256 p.u.

xq' 0.3 p.u.

Subtransient Time Constants

Td''' 0.0125 s

Td'''' 0.00570652 s

Subtransient Reactances

xd''' 0.07 p.u.

xq''' 0.07 p.u.

Main Flux Saturation No Saturation

The graph shows a linear relationship between terminal voltage (p.u.) and current (I in %). The x-axis ranges from 0 to 160, and the y-axis ranges from 0.00 to 1.60. A red line starts at (0, 0) and ends at (160, 1.60).

Figura 14: Datos dinámicos del generador síncrono

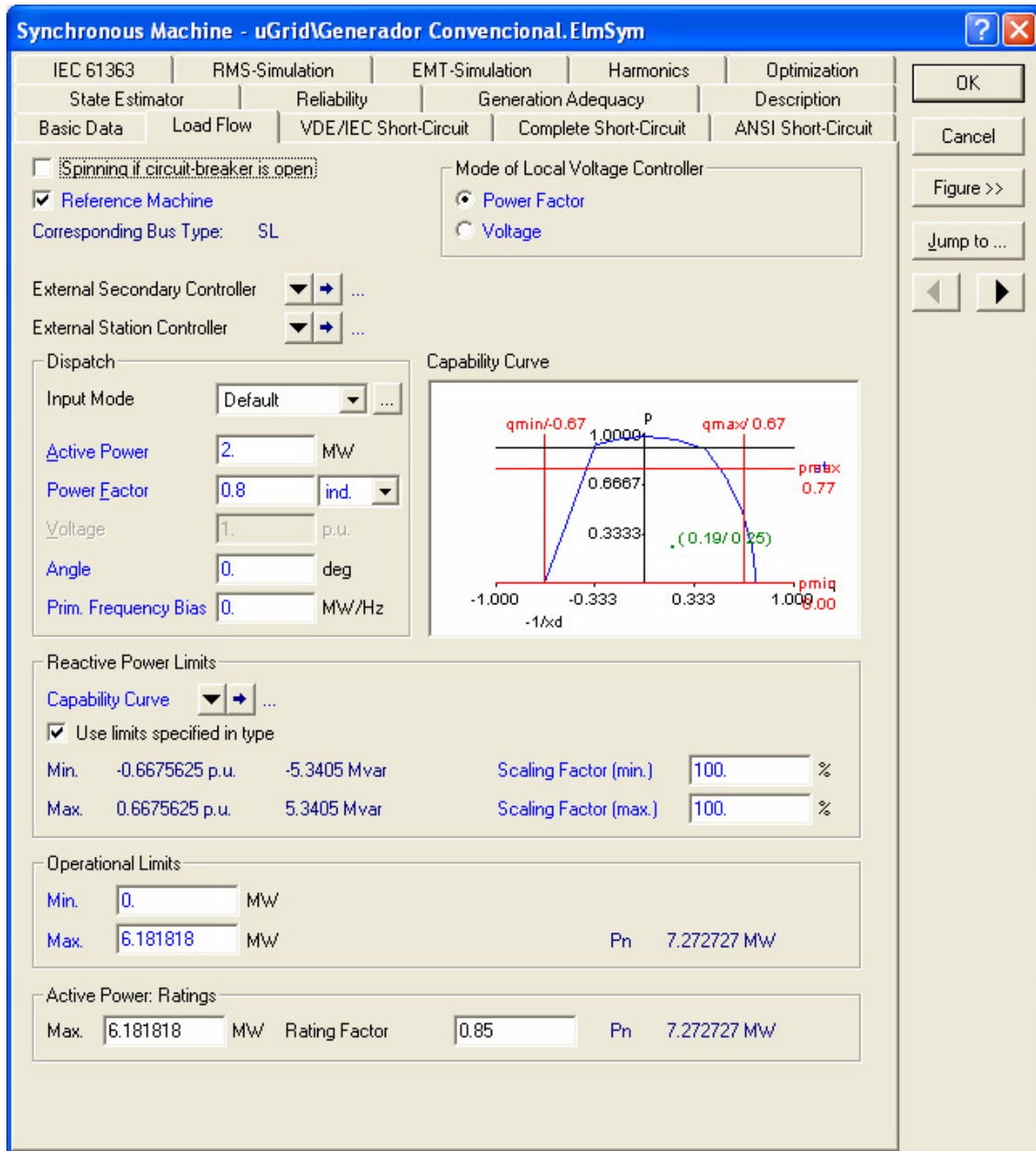


Figura 15: Datos de operación del generador síncrono en la microrred.

El modelo mecánico del generador está incorporado en el modelo de generador síncrono. El conjunto eje-turbina de un generador síncrono gira sometido a dos pares opuestos: el par mecánico T_m aportado desde la turbina, tiende a acelerar el eje, mientras el par electromagnético T_e ejercido en el entrehierro del generador tiende a frenarlo.

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H}(T_m - T_e) \quad (1)$$

$$H = \frac{\frac{1}{2} \cdot J \omega_{base}^2}{S_{base}} \quad (2)$$

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (3)$$

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H}(\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (4)$$

donde el significado de cada variable es:

<i>T_m</i>	<i>Par mecánico</i>
<i>T_e</i>	<i>Par eléctrico</i>
<i>H</i>	<i>Constante de inercia</i>
<i>w_r</i>	<i>Velocidad de rotación</i>
<i>J</i>	<i>Inercia</i>
<i>w_{base}</i>	<i>Velocidad base</i>
<i>S_{base}</i>	<i>Potencia aparente base</i>
<i>P_m</i>	<i>Potencia mecánica</i>
<i>P_e</i>	<i>Potencia eléctrica</i>

La relación entre el incremento de demanda total ΔP_e y el incremento de frecuencia en un sistema puede expresarse como.

$$\Delta P_e = \Delta P_l + D \Delta\omega_r \quad (5)$$

Donde

<i>\Delta P_l</i>	<i>Incremento de potencia independiente de la frecuencia</i>
<i>D</i>	<i>Constante de amortiguamiento de la variación de frecuencia</i>
<i>\Delta w_r</i>	<i>Variación de frecuencia</i>

4.2 Simulaciones

Se han llevado a cabo algunas simulaciones para verificar el comportamiento del modelo.

4.2.1 Escalón de carga negativo

Se realiza un escalón de carga negativo de 1MW y se comprueba la respuesta del control de velocidad. La ganancia proporcional es $R=0.04$. Se comprueba que la variación de frecuencia esperada es de +0.25Hz respecto a la frecuencia nominal, como vemos en la ecuación (10).

$$\Delta P_l = -1MW \quad (6)$$

$$R = -\frac{\Delta f_{p.u.} \times 8}{\Delta P} \quad (7)$$

$$0.04 = -\frac{\Delta f_{p.u.} \times 8}{\Delta P} \rightarrow \Delta f = -\frac{0.04 \times \Delta P}{8} \quad (8)$$

$$\Delta f_{teórica} = 0.005 \rightarrow \Delta f = 0.25 Hz \quad (9)$$

$$f_{teórica} = 50,25 Hz \quad (10)$$

Los resultados de la simulación se muestran en la Figura 16.

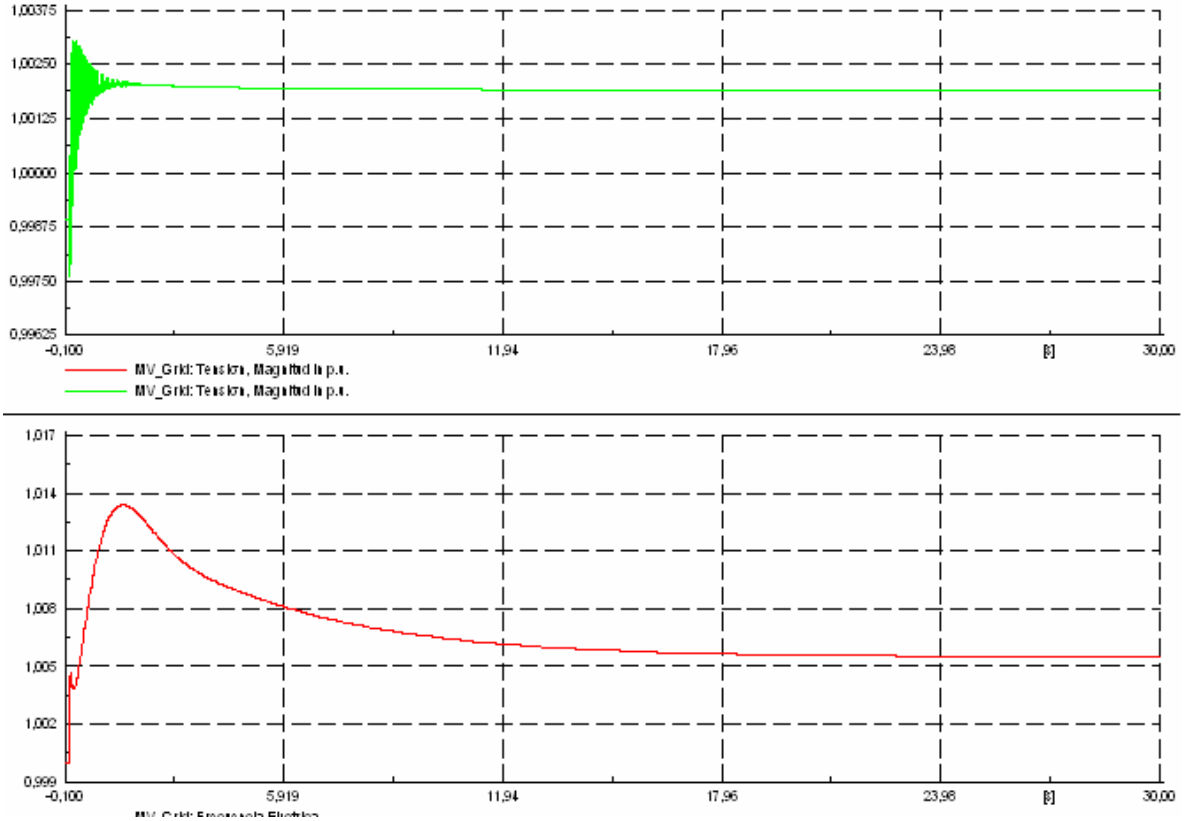


Figura 16: Tensión (arriba) y frecuencia (abajo) del bus 20kV donde el generador está conectado.

Vemos que la frecuencia del bus de nuestra microrred aumenta $\Delta f = 0.00535$ que equivale a 0.2675 Hz. El aumento de tensión influye en la variación de frecuencia.

4.2.2 Escalón de carga positivo

Se realiza un escalón de carga positivo de 2MW y se comprueba la respuesta del control de velocidad. La ganancia proporcional del regulador es $R=0.04$. Se comprueba que la variación de frecuencia esperada es de -0.5Hz respecto a la frecuencia nominal, como vemos en la ecuación (13).

$$0.04 = -\frac{\Delta f \times 8}{\Delta P} \rightarrow \Delta f_{teórico} = -\frac{0.04 \times \Delta P}{8} = -0.01 p.u. \quad (11)$$

$$\Delta f_{teórico} = -0.5 Hz \quad (12)$$

$$f_{teórico} = 49.5 \text{ Hz} \quad (13)$$

Los resultados de la simulación se muestran en la Figura 17.

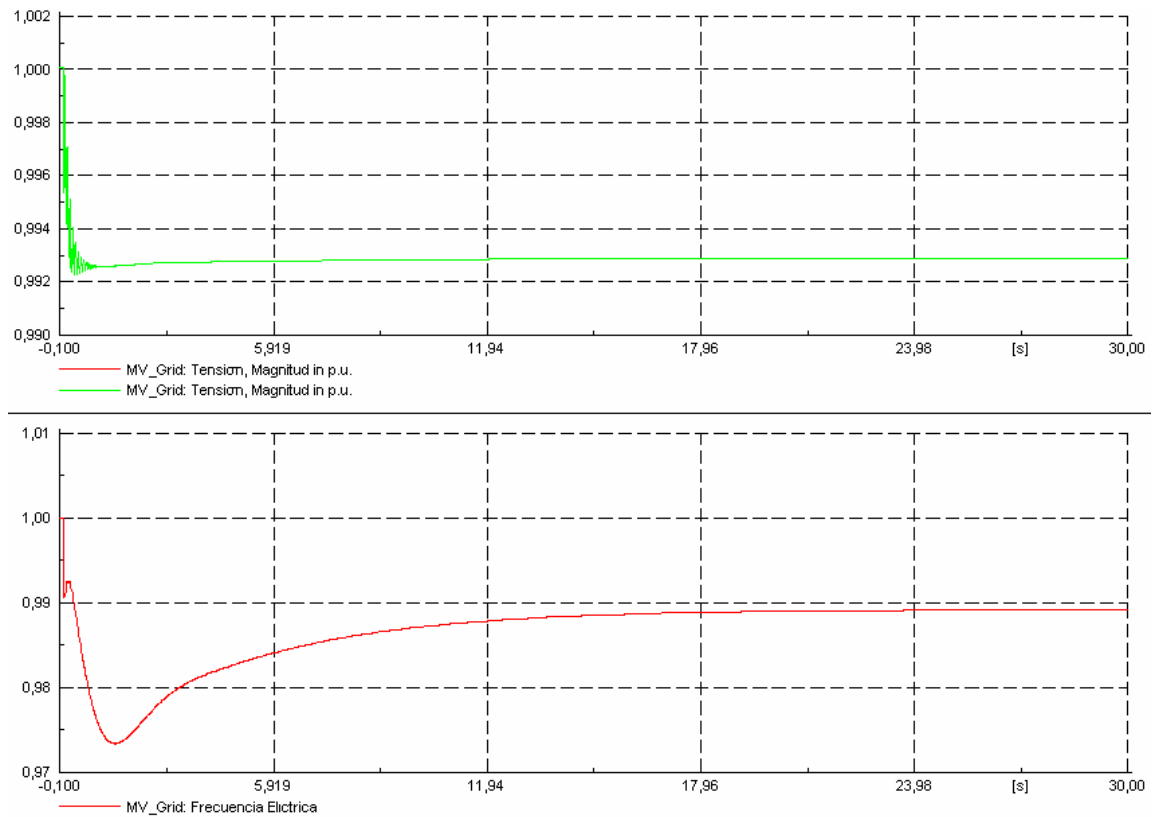


Figura 17: Tensión (arriba) y frecuencia (abajo) del bus 20kV donde el generador está conectado.

En estas gráficas podemos ver como la frecuencia de la microrred cae hasta un valor de:

$$\Delta f_{simulado} = -0.01112 \text{ p.u.} \quad (14)$$

$$\Delta f_{simulado} = -0.556 \text{ Hz} \quad (15)$$

Entonces el valor de la frecuencia de nuestro sistema es de:

$$f_{simulado} = 49.444 \text{ Hz} \quad (16)$$

4.3 Comentarios al modelo

Los sistemas de generación convencional serán capaces de actuar regulando los niveles de tensión y frecuencia en la microrred aislada y de funcionar de forma autónoma. Pueden contribuir a que otros sistemas como los fotovoltaicos o eólicos puedan integrarse en redes aisladas.

5. Generador eólico

5.1 Descripción del modelo

Se ha considerado un generador eólico con convertidor de potencia total (Full Converter), de potencia aparente 2.223MVA y factor de potencia 0.9. El inversor del generador eólico se conecta directamente a una barra de 400V y a 20kV a través de un transformador trifásico de dos devanados como se puede ver en la Figura 18.

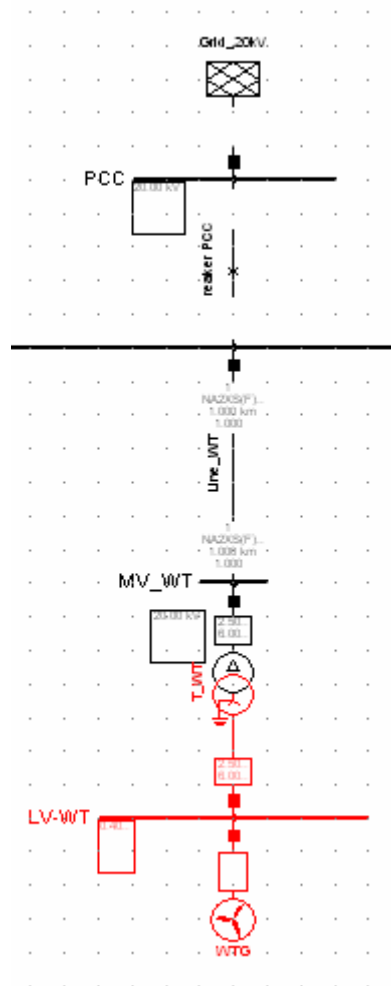


Figura 18: Generador eólico en DigSILENT PowerFactory.

El generador tiene las siguientes capacidades:

- Capacidad de regular potencia activa en el sentido de reducción y reactiva.
- Protección de sobrefrecuencia mediante la reducción de potencia extraída del viento.
- LVRT (Low Voltage Ride Through) con soporte de tensión para cumplir los requisitos de la normativa SDLWindV alemana.

El modelo se presenta en la Figura 19.

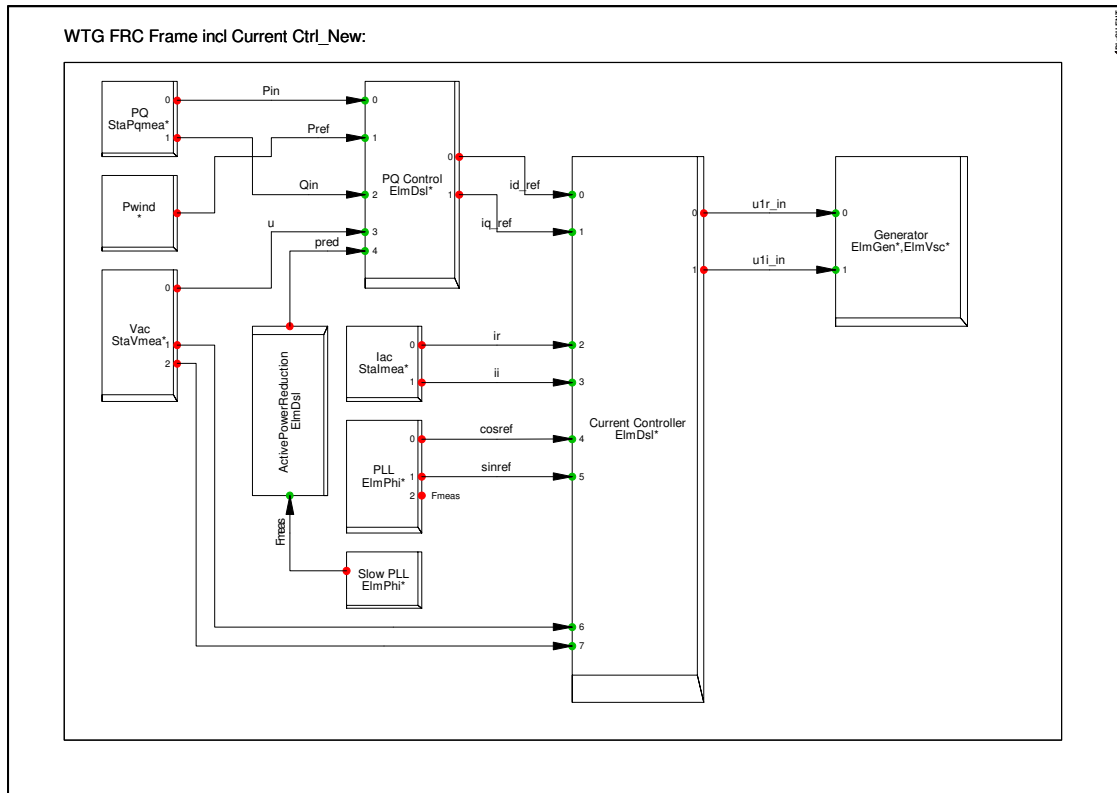


Figura 19: Modelo de generador eólico con convertidor de potencia total

El modelo incorpora:

- Bloque convertidor
- Bloque de controlador de corriente
- Bloque de controlador de potencia activa y reactiva
- Bloque de reducción de potencia
- Bloques de medida:
 - De potencia activa y reactiva (PQ)
 - De medida de tensión AC en el bus donde el generador está conectado (Vac)
 - Bloque de medida de corriente (Iac)
 - Dos bloques de medida de frecuencia: Slow PLL y PLL. El sistema más lento se emplea para ajustar la protección de sobrefrecuencia reduciendo potencia. El sistema rápido se emplea para el control rápido del convertidor.
- Bloque de viento variable

El modelo de control de potencia activa y reactiva se muestra en la Figura 20.

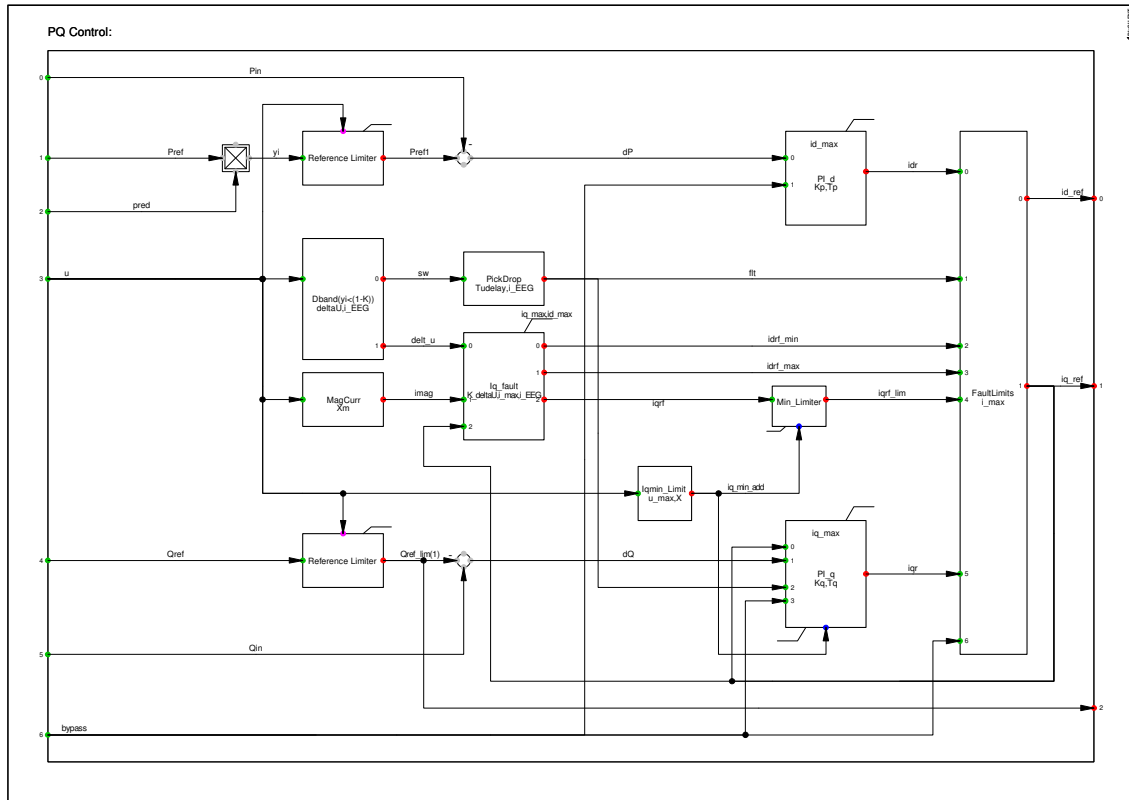


Figura 20: Modelo de controlador de potencia activa y reactiva

La potencia activa de referencia se corrige con la señal que proviene de la protección de sobrefrecuencia. Esta potencia se limita según el generador eólico está en modo “hueco” (FRT) o en modo de operación normal. Se compara con la potencia medida y el error se envía a un controlador PI. Posteriormente se limita y se envía una señal de referencia al controlador de corriente. La potencia reactiva de referencia también está limitada según que la máquina se encuentre en modo “hueco” o en modo de operación normal.

El controlador de corriente de eje d y q se presenta en la Figura 21. El controlador de corriente también es proporcional integrador. El modelo incorpora la transformación de coordenadas de los ejes dq a los ejes real e imaginario.

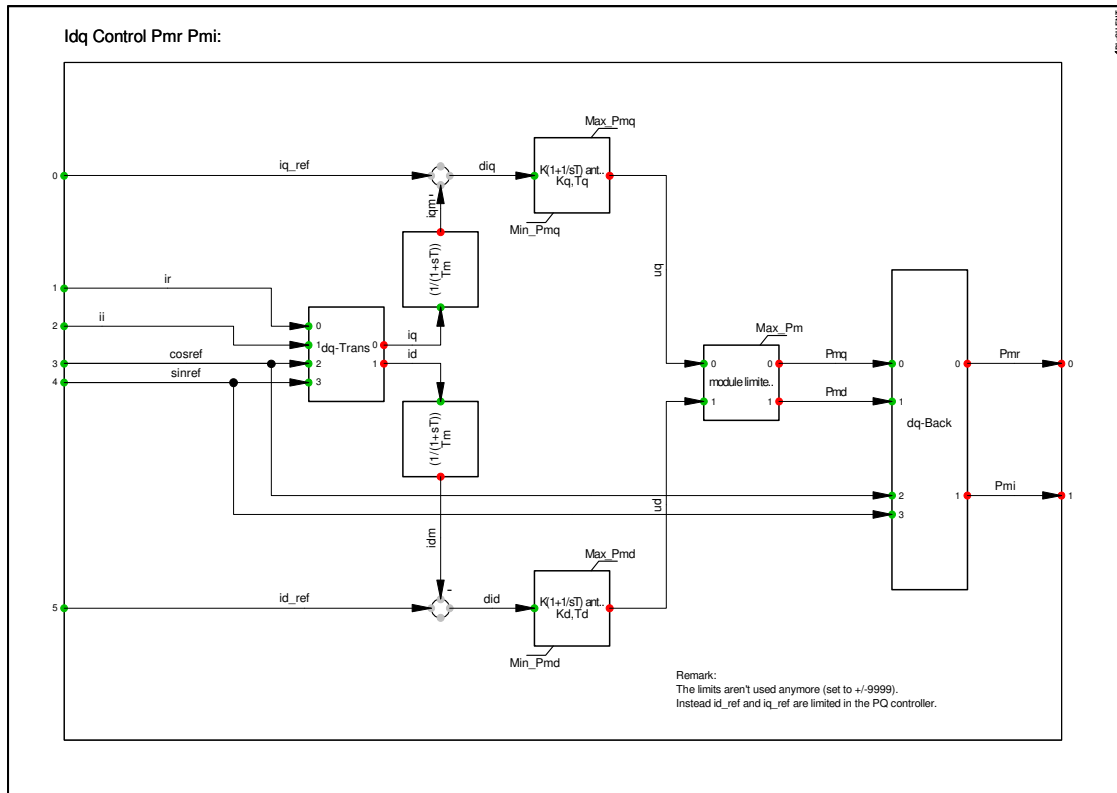


Figura 21: Controlador de corriente de eje d y q

El generador eólico incorpora un control de sobrefrecuencia que se presenta en Figura 22.

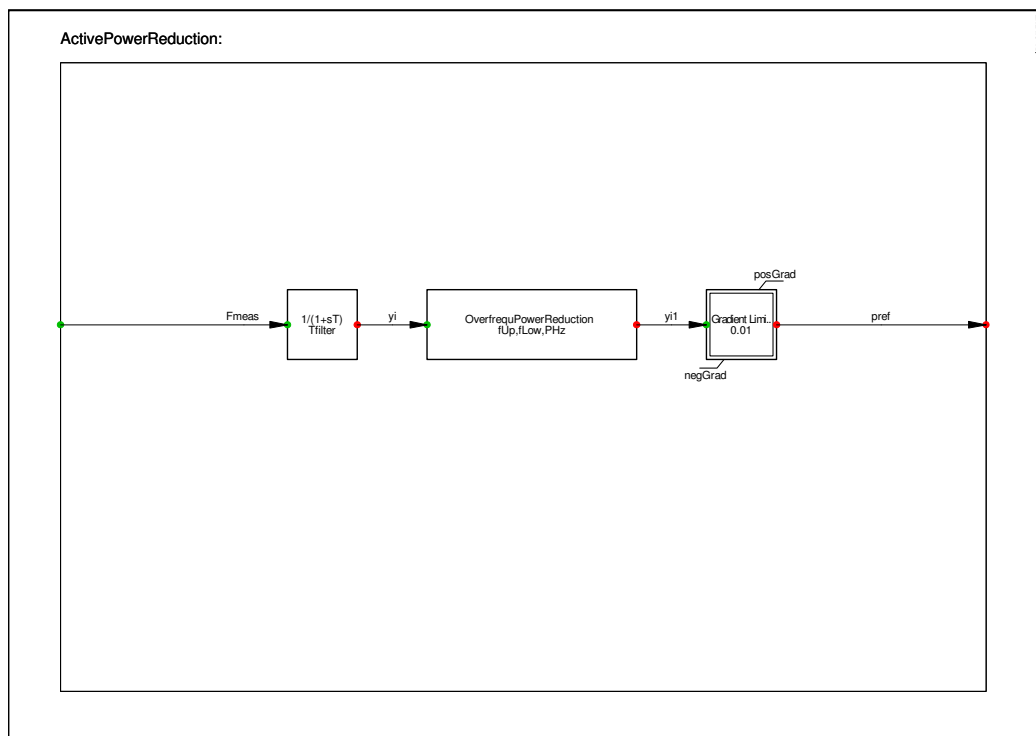


Figura 22: Reducción de potencia activa por sobrefrecuencia

Para conectar el convertidor a la red se utiliza el modelo de generador estático de DlgSILENT PowerFactory, con los datos básicos de la Figura 23 y los datos de operación de la Figura 24.

The screenshot shows the 'Static Generator - uGridWTG.ElmGenstat' dialog box. The 'Basic Data' tab is active, displaying the following fields and values:

- Name:** WTG
- Terminal:** uGrid\LV-WT\Cub_2 (with a dropdown arrow)
- Zone:** ... (with a dropdown arrow)
- Area:** ... (with a dropdown arrow)
- Out of Service:** ☐ (unchecked)
- Category:** Wind Generator (selected in a dropdown menu)
- Number of parallel Machines:** 1
- Ratings:**
 - Nominal Apparent Power: 2.223 MVA
 - Power Factor: 0.9
- Earthed:** ☐ (unchecked)
- Model:** uGrid\WT Plant (selected in a dropdown menu)

On the right side of the dialog, there are buttons for 'OK', 'Cancel', 'Figure >>', and 'Jump to ...'.

Figura 23: Datos básicos del generador eólico (Generador Estático)

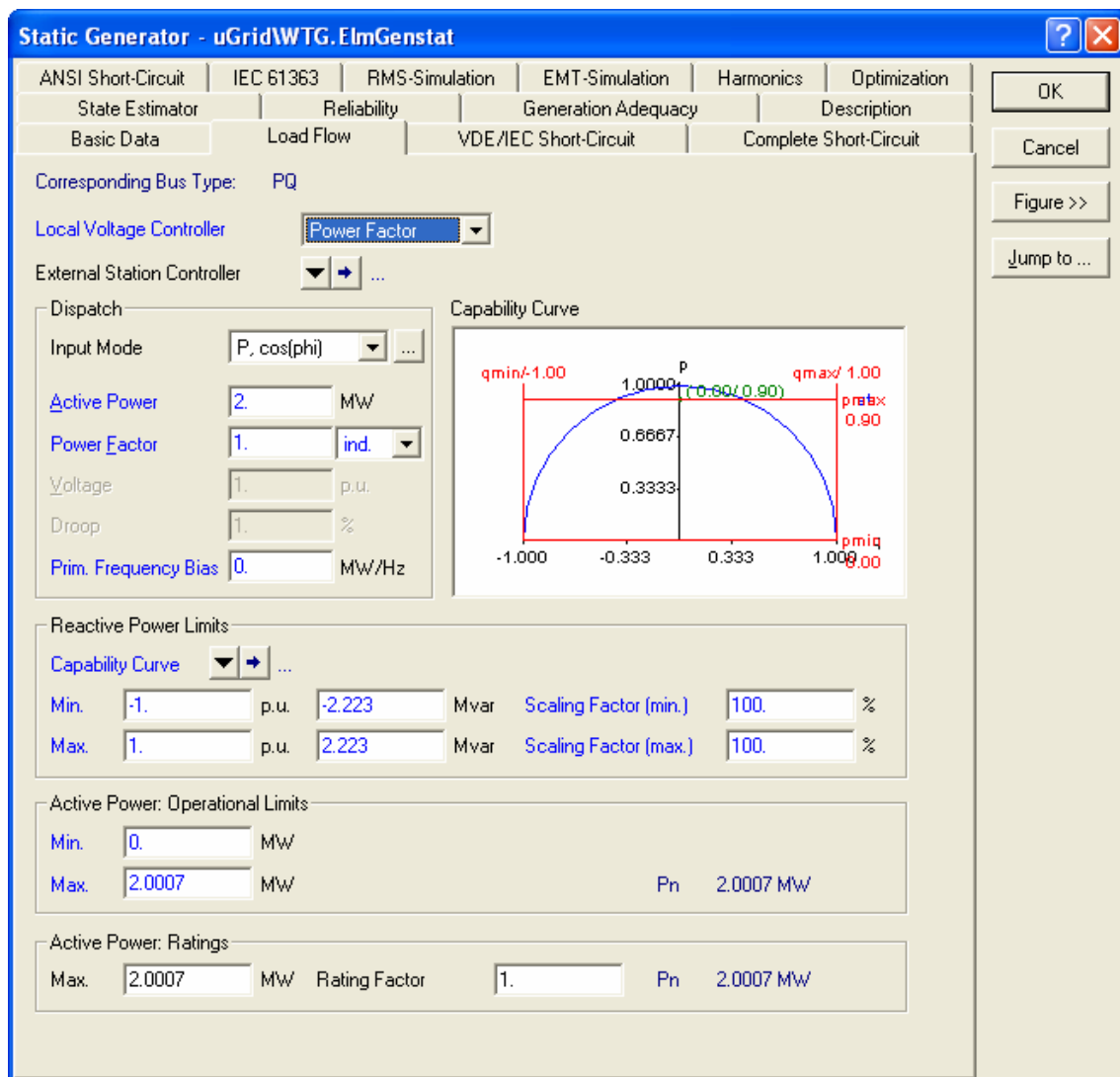


Figura 24: Datos de flujo de cargas del generador eólico (Generador Estático)

5.2 Simulaciones

Se han llevado a cabo algunas simulaciones para verificar el comportamiento del modelo. Se ha implementado el bloque Pwind para añadir una característica de producción de potencia variable en función del viento a lo largo de 24 horas (24 minutos de simulación). El perfil de generación variable del viento se muestra en la Figura 25.

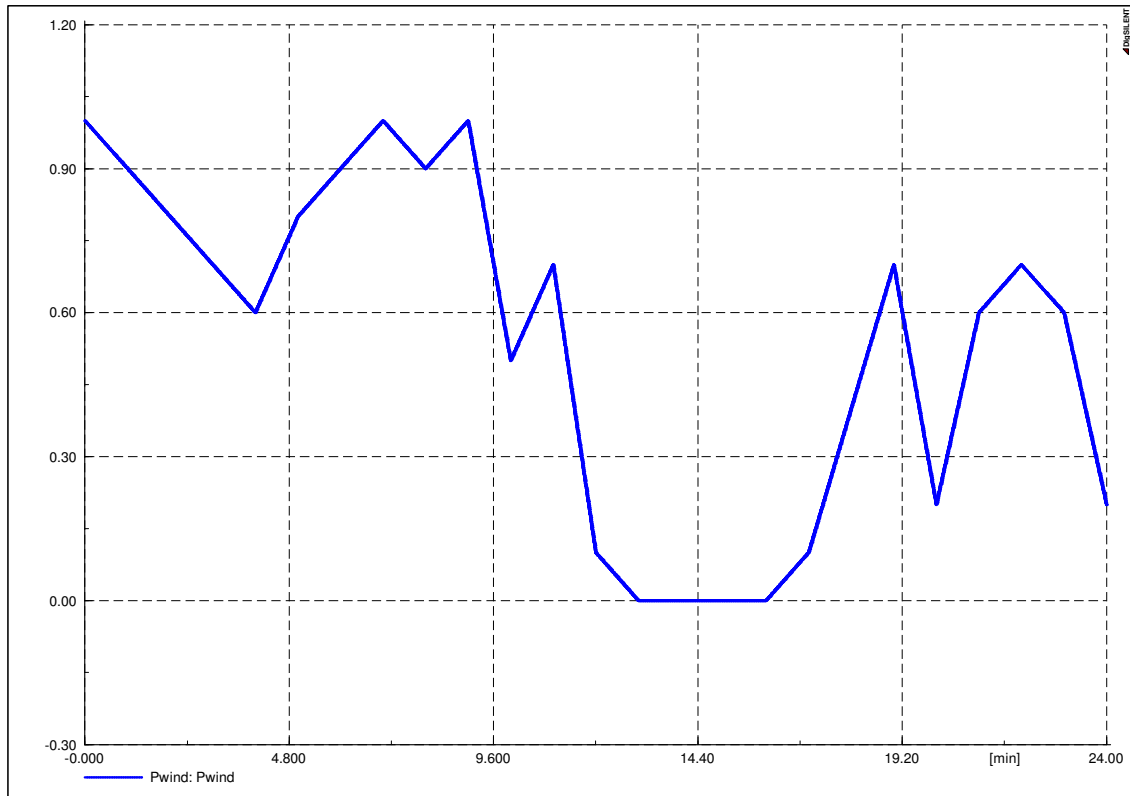


Figura 25: Perfil de potencia producida con viento variable sobre 24horas (24min de simulación)

Se han añadido eventos para hacer variar la frecuencia de la red por encima del valor umbral de 50.2Hz a partir del cual la máquina reducirá la potencia generada.

En la Figura 26 podemos ver los resultados y comparar con la variación de frecuencia. La potencia que produciría el generador (Pwind) en el gráfico superior en color azul, se limita por parte del mecanismo de protección de sobrefrecuencia. En rojo superpuesto en la misma gráfica se observa como la potencia que produce la máquina se reduce. La reducción de potencia coincide con los instantes en que la frecuencia supera el valor umbral de 50.2Hz. El exceso de potencia eólica provoca en esta simulación importantes aumentos de frecuencia.

En la Figura 27 se observa la capacidad de regular potencia reactiva a cualquier valor de tensión. La tensión aumenta en la red durante los períodos de mucho viento.

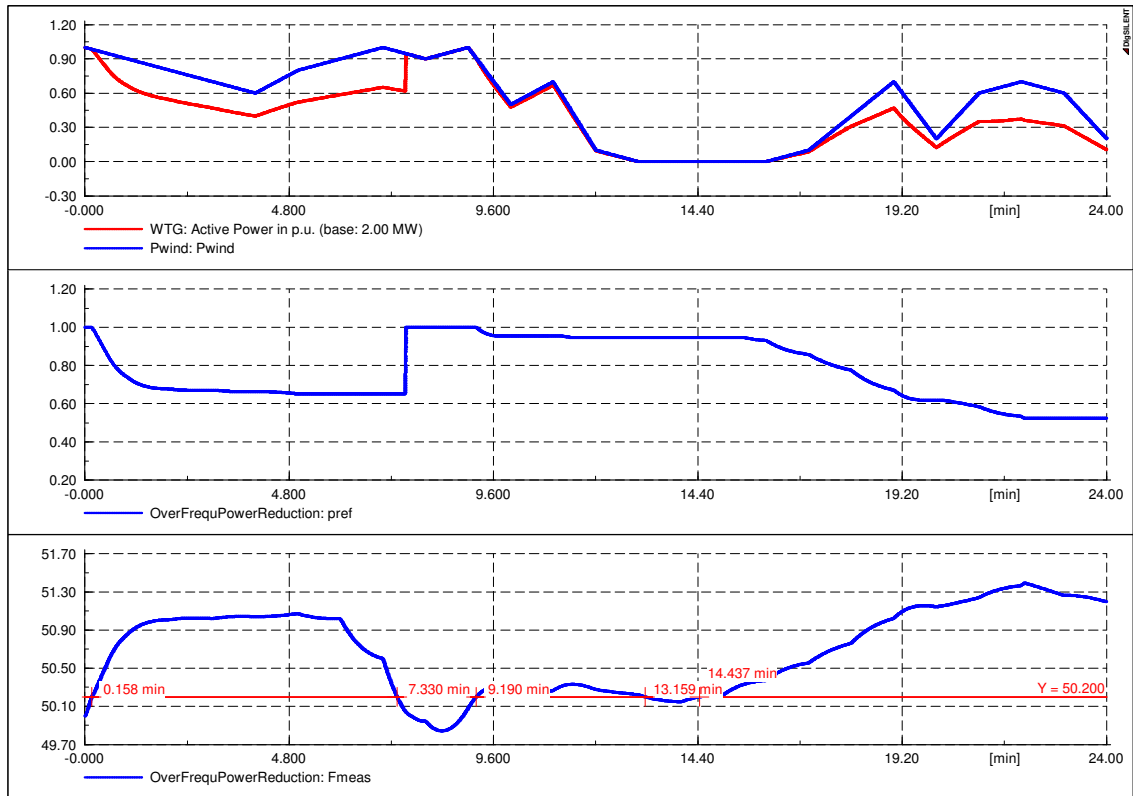


Figura 26: Potencia producida por el generador eólico y potencia del viento (superior). Consigna de reducción de potencia (medio). Evolución de la frecuencia en la microrred (inferior).

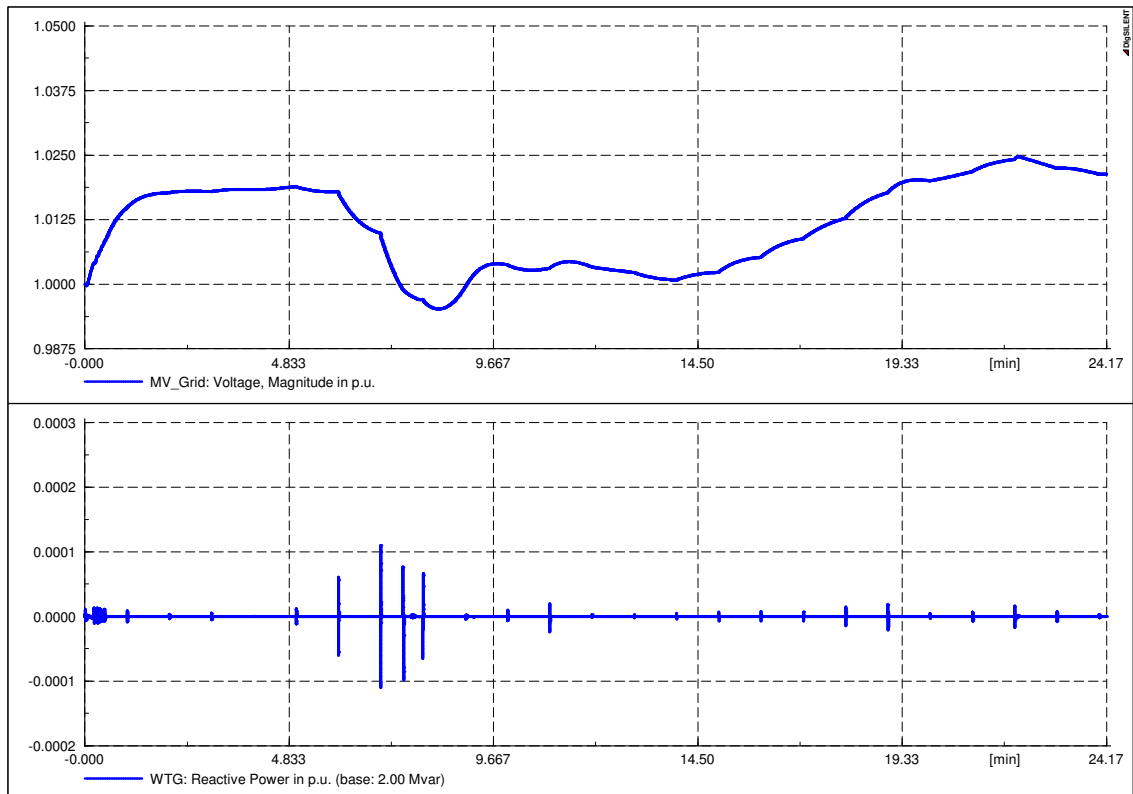


Figura 27: Control de potencia reactiva a consigna cero para cualquier valor de tensión de la microrred.

5.3 Comentarios al modelo

Los generadores eólicos pueden contribuir parcialmente a la reducción de sobrefrecuencia de la red gracias a la incorporación de controles capaces de modificar y reducir la potencia producida independientemente del viento. Esta característica puede ser empleada en microrredes cuando aumenta la frecuencia, pero sigue existiendo la limitación para los períodos en los que la frecuencia disminuye. Ante reducciones de frecuencia, es imposible aumentar la potencia del generador eólico más allá del valor de viento al que la máquina se encuentre.

6.Planta Fotovoltaica

Una instalación fotovoltaica se compone de varios strings o arrays en paralelo. Cada string o array se compone de placas (o módulos) conectadas en serie. La superficie disponible para la instalación define el número de placas o módulos por string y el número de strings. Las características eléctricas que definen una placa o módulo son:

Tensión máxima de pico a pico (V_{mpp})

Corriente máxima de pico a pico I_{mpp}

Tensión de circuito abierto V_{DC}

Corriente de cortocircuito I_{DC}

Las características eléctricas que definen una instalación fotovoltaica son:

Número de placas por serie (o string)

Número de series (o strings)

Potencia total de la instalación

Potencia de panel fotovoltaico

El modelo de planta fotovoltaica en DIGSILENT PowerFactory 14.1 se puede encontrar en las plantillas (template) y con un clic conectarlo a una red (Figura 28). La potencia nominal es de 500kW y factor de potencia 1. La tensión nominal es de 400V, mediante un transformador se eleva la tensión a 20kV.

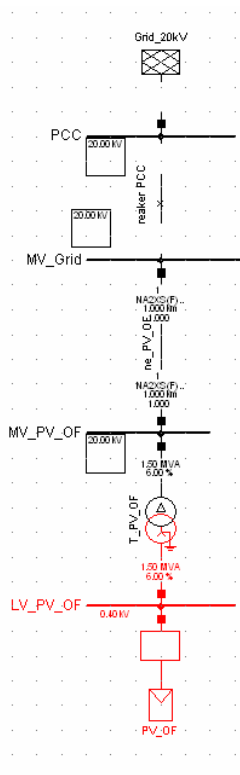


Figura 28: Modelo PV conectado a la microrred

Los datos empleados que caracterizan la instalación son:

Número de placas por serie (o string) = 20

Número de series (o strings) = 140

Potencia total de la instalación = 448,8 kW

Tensión de circuito abierto $V_{DC} = 43.8 V$

Tensión máxima $V_{mpp} = 35 V$

Corriente máxima $I_{mpp} = 4,58 A$

Corriente de cortocircuito $I_{DC} = 5 A$

Potencia de panel fotovoltaico = 160 W

El modelo de planta fotovoltaica, de bus de continua y de control de tensión DC se muestra en la Figura 29.

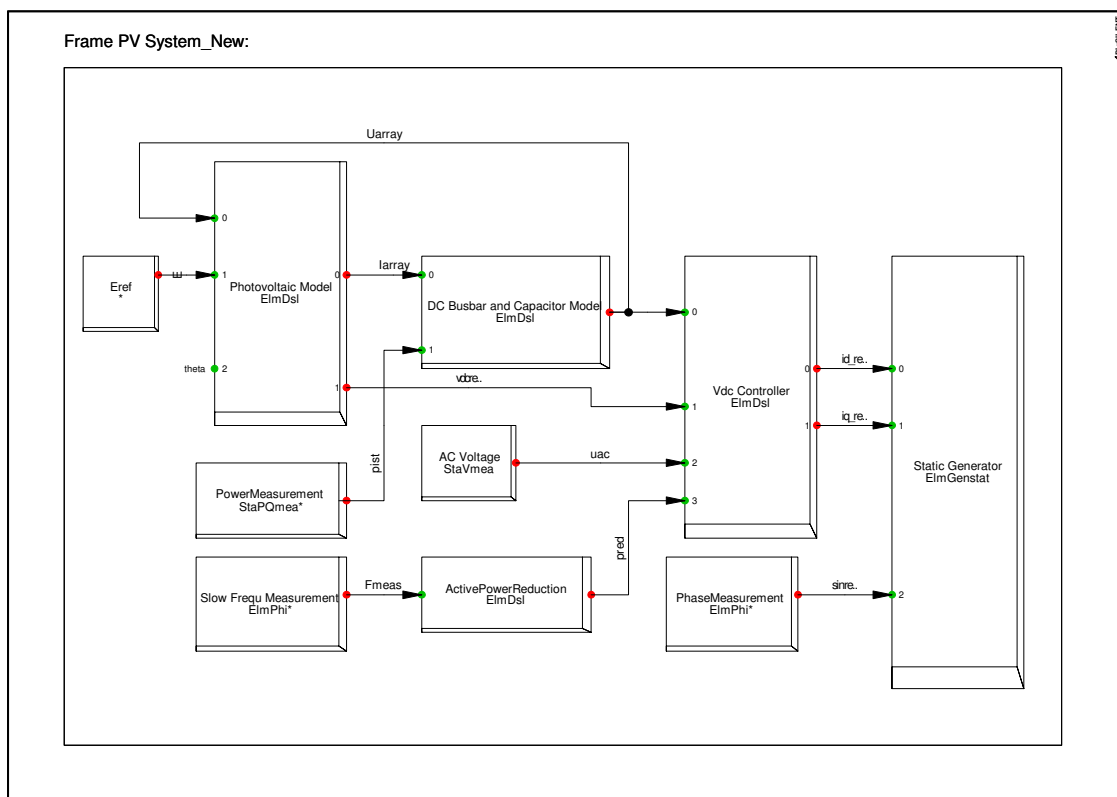


Figura 29: Modelo de planta fotovoltaica

En este modelo compuesto podemos ver representados varios elementos que componen un sistema fotovoltaico: desde las medidas de potencia, tensión, fase y frecuencia, control de tensión continua, hasta la trayectoria del sol a lo largo del día y su consiguiente incidencia sobre la placa fotovoltaica. Los bloques que componen el modelo se enumeran a continuación:

- Bloque de simulación de la trayectoria del sol y transformación de radiación en corriente (Photovoltaic model). El modelo también incluye la dependencia del panel con la temperatura.
- Bloque de medida de la potencia tanto activa como reactiva del sistema (PowerMeasurement, StaPQmea*)

- Bloque de medida de la frecuencia del sistema (Slow Frequ Measurement, ElmPhi*)
- Bloque de medida de tensión (AC Voltage, StaVmea*)
- Bloque del modelo de bus de corriente continua, tensión y condensador, con entradas las medidas de la potencia del sistema y del modelo fotovoltaico (DC busbar and capacitor model, ElmDSL*)
- Bloque de control de tensión (Vdc Controller, ElmDSL*) que recibe la tensión continua calculada por el bloque anterior, la medida de tensión y frecuencia del sistema y regula los valores de referencia vectorial de corriente de eje d y q que son entrada del generador estático que modela el convertidor.
- Bloque correspondiente al generador estático, que representa el interfaz eléctrico con la red del sistema fotovoltaico (convertidor PWM).

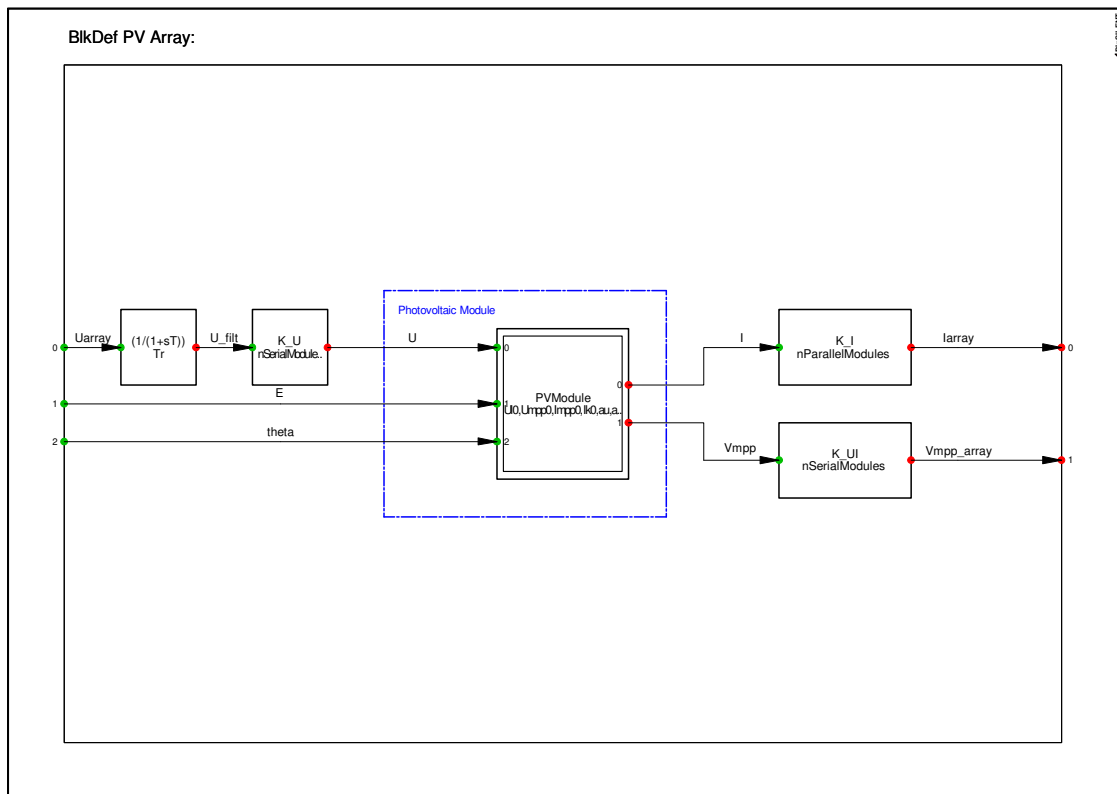


Figura 30: Bloque transformación irradiación en tensión-corriente

La Figura 30 representa el modelo que implementa el funcionamiento de un módulo fotovoltaico. La trayectoria del sol a lo largo del día se representa en la Figura 31.

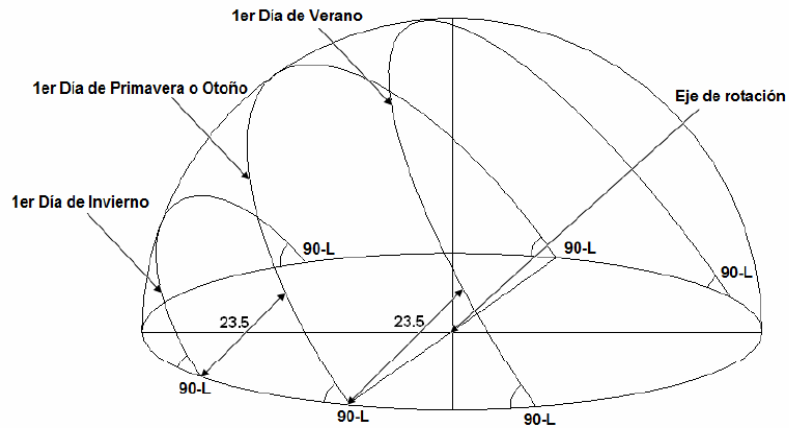


Figura 31: Trayectoria del sol a lo largo del día

Las ecuaciones que rigen el comportamiento del módulo dependiendo de la intensidad del sol se describen a continuación.

$$V_{mpp_array} = V_{mpp} \cdot n^{\circ} \text{ módulos serie (20)}$$

$$V_{dc} = \frac{V_{mpp_string}}{20} = V_{mpp} (1 \text{ módulo}) \quad (18)$$

$$I_{mpp} = \frac{I_{mpp0} \cdot E}{1000 \cdot tempKorrI} \quad (19)$$

$$U_{mpp} = U_{mpp0} \cdot lnEquot \cdot tempKorrU \quad (20)$$

$$tempKorrU = 1 + au \cdot (theta - 25) \quad (21)$$

$$tempKorrI = 1 + ai \cdot (theta - 25) \quad (22)$$

donde:

<i>U o Vmpparray o string</i>	<i>Tensión máxima pico a pico de todos los módulos en serie</i>
<i>U o Vmpp</i>	<i>Tensión máxima pico a pico de un módulo fotovoltaico</i>
<i>Umpp0</i> <i>correcciones</i>	<i>Tensión máxima pico a pico de un módulo fotovoltaico sin correcciones</i>
<i>Vdc</i>	<i>Tensión máxima DC de un módulo fotovoltaico</i>
<i>Impp</i>	<i>Corriente máxima pico a pico de un módulo</i>
<i>Impp0</i> <i>correcciones</i>	<i>Corriente máxima pico a pico de un módulo sin correcciones</i>
<i>E</i>	<i>Irradiación</i>
<i>tempKorrI</i>	<i>Factor de corrección de temperatura para la corriente</i>
<i>tempKorrU</i>	<i>Factor de corrección de temperatura para la tensión</i>
<i>lnEquot</i>	<i>Logaritmo de irradiación</i>

<i>au</i>	<i>Factor de corrección de la temperatura de tensión</i>
<i>ai</i>	<i>Factor de corrección de la temperatura de corriente</i>
<i>Theta</i>	<i>Temperatura de los paneles fotovoltaicos</i>

El modelo incorpora las ecuaciones de comportamiento de la tensión del bus de continua y variación con el condensador. En (25) obtenemos la tensión dc:

$$C \cdot \frac{dU_{DC}}{dt} = I_v - I_{DC} \quad (23)$$

$$C \cdot s \cdot U_{DC} = \Delta I \quad (24)$$

$$U_{DC} = \frac{\Delta I}{C \cdot s} \quad (25)$$

donde:

<i>Udc</i>	<i>Tensión máxima DC de un módulo fotovoltaico</i>
<i>C</i>	<i>Capacidad conectada al bus de continua</i>
<i>Iv</i>	<i>Corriente del módulo fotovoltaico</i>
<i>Idc</i>	<i>Corriente enviada al convertidor</i>

Para obtener la corriente, consideramos el convertidor ideal.

$$P_{DC} = U_{DC} \cdot I_{DC} \quad (26)$$

$$P_{AC} = U_{AC} \cdot I_{AC} \quad (27)$$

$$P_{AC} = U_{DC} \cdot I_{DC} \rightarrow I_{DC} = \frac{P_{AC}}{U_{DC}} \quad (28)$$

donde:

<i>Pdc</i>	<i>Potencia en el bus de continua</i>
<i>Pac</i>	<i>Potencia en el bus de alterna</i>
<i>Uac</i>	<i>Tensión en el bus de alterna</i>
<i>Iac</i>	<i>Corriente en el bus de alterna</i>

El modelo incorpora un control de tensión AC y DC (Figura 32). Con este bloque se controla la tensión del generador. El sistema de regulación de la potencia activa o tensión DC se controla mediante un control PI. El regulador de potencia reactiva o tensión AC es P, proporcional.

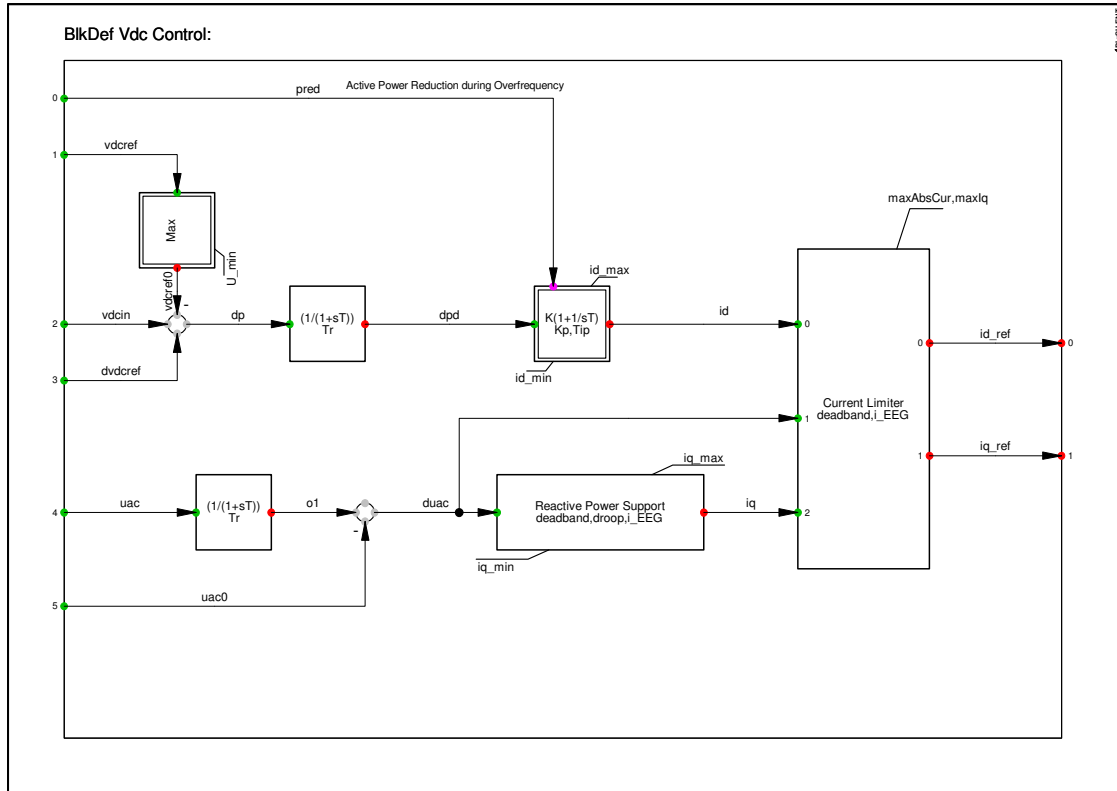


Figura 32: Modelo de controlador Vac-Vdc para la planta fotovoltaica

Los sistemas de protección del bloque se describen a continuación:

- **Protección de frecuencia.** El sistema reduce la potencia cuando aumenta la frecuencia.
- **Protección de tensión.** Inyección de potencia reactiva si en el sistema se reduce la tensión hasta el 10% de su valor nominal o deja de inyectar potencia reactiva si en el sistema la tensión alcanza el 110% del valor nominal.

Los datos básicos de la pestaña del generador estático se presentan en la Figura 33. Los datos de flujo de cargas se muestran en la Figura 34.

Static Generator - uGrid\PV_OF.ElmGenstat [?] [X]

ANSI Short-Circuit	IEC 61363	RMS-Simulation	EMT-Simulation	Harmonics	Optimization
State Estimator	Reliability	Generation Adequacy		Description	
Basic Data	Load Flow	VDE/IEC Short-Circuit	Complete Short-Circuit		

Name:
 Terminal: uGrid\LV_PV_OF\Cub_3 LV_PV_OF
 Zone: ...
 Area: ...
☐ Out of Service
 Category:

Number of parallel Machines:

Ratings:
 Nominal Apparent Power: MVA
 Power Factor:

☐ Earthed

Model: uGrid\PV Plant

Figura 33: Datos básicos del generador fotovoltaico

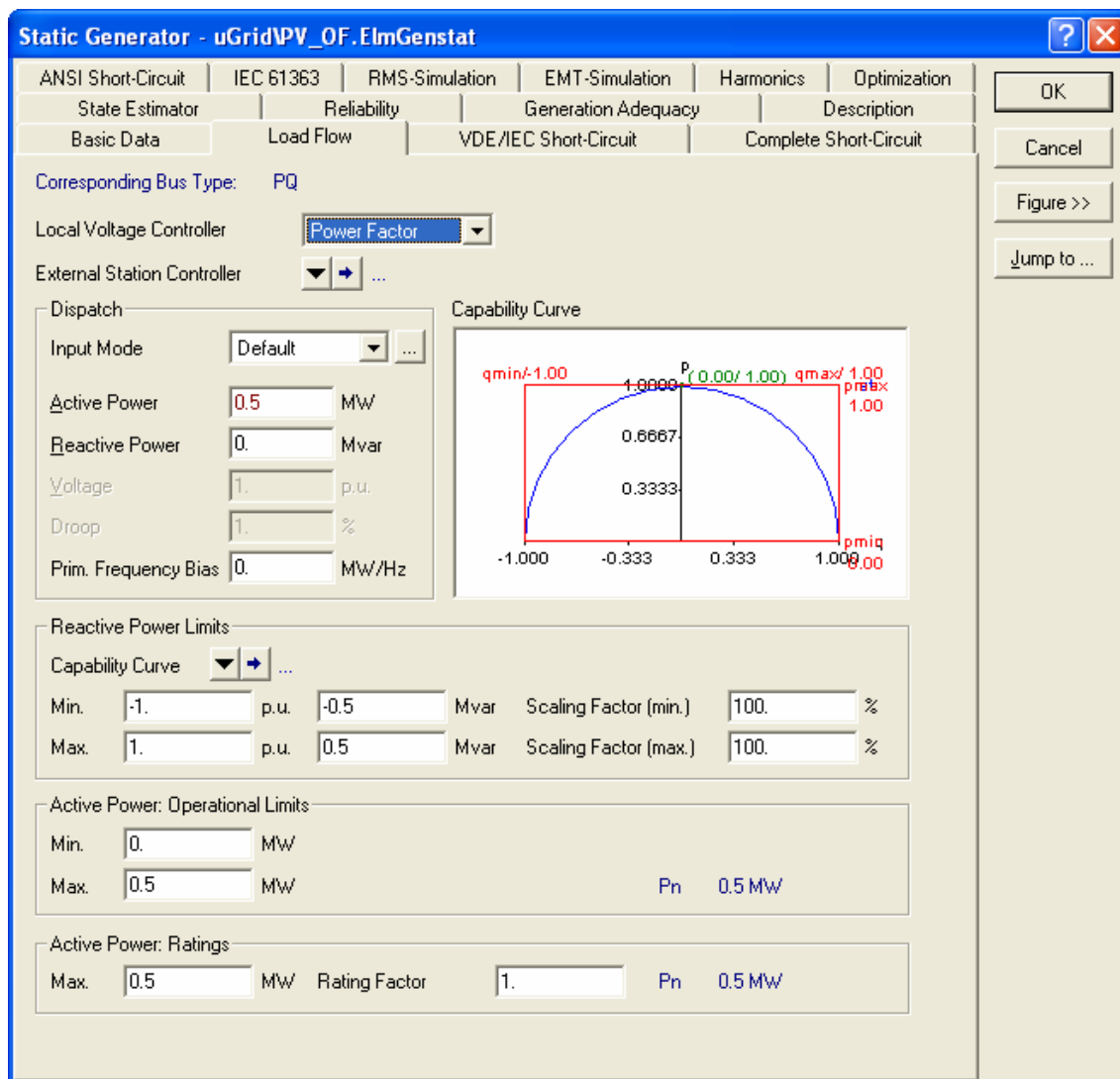


Figura 34: Datos de flujo de cargas de la planta fotovoltaica

6.1 Simulaciones

Se han llevado a cabo algunas simulaciones para verificar el comportamiento del modelo. Se ha implementado el bloque Eref para añadir una característica de producción de potencia variable en función de la irradiación a lo largo de 24 horas (24 minutos de simulación). El perfil de irradiación se muestra en la Figura 35.

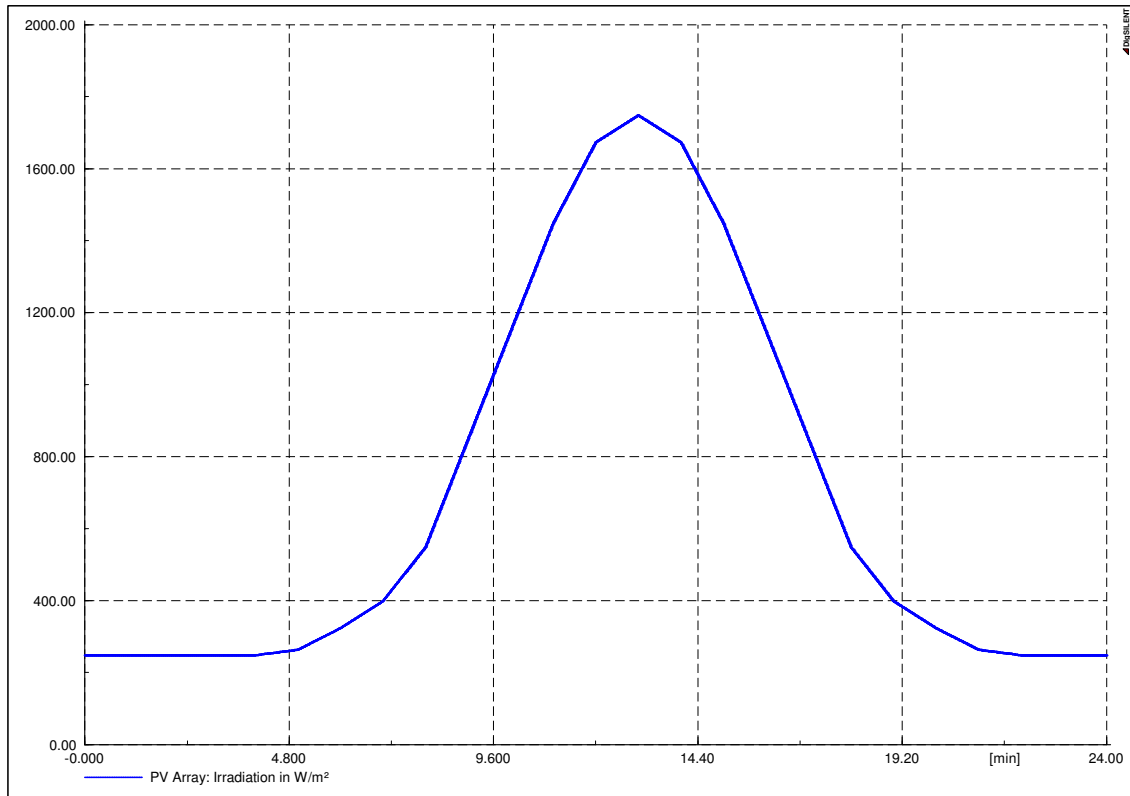


Figura 35: Perfil de irradiación variable sobre 24 horas (24min de simulación)

Se han añadido eventos para hacer variar la frecuencia de la red por encima del valor umbral de 50.2Hz a partir del cual la máquina reducirá la potencia generada.

En la Figura 36 podemos ver los resultados y comparar con la variación de frecuencia. La potencia que produce el generador en el gráfico superior izquierdo en color azul, se limita por parte del mecanismo de protección de sobrefrecuencia. En rojo superpuesto en la misma gráfica se observa como la consigna responde a las variaciones de frecuencia.

El modelo integra bucle de control de tensión AC pero no se observa variación en la producción de potencia reactiva. Esto es debido a la definición de una banda muerta de tensión, dentro de la cual, la planta no regula y no varía la potencia reactiva. La banda muerta está definida por los requisitos de operación del sistema eléctrico (0.1 p.u.). Se ha reducido la banda muerta y se han obtenido nuevamente resultados (Figura 37). En esta simulación, se observa reducción de potencia reactiva cuando aumenta la tensión. Los instantes en que la tensión es elevada coinciden con instantes de poco sol lo cual limita la capacidad de producir reactiva del convertidor.

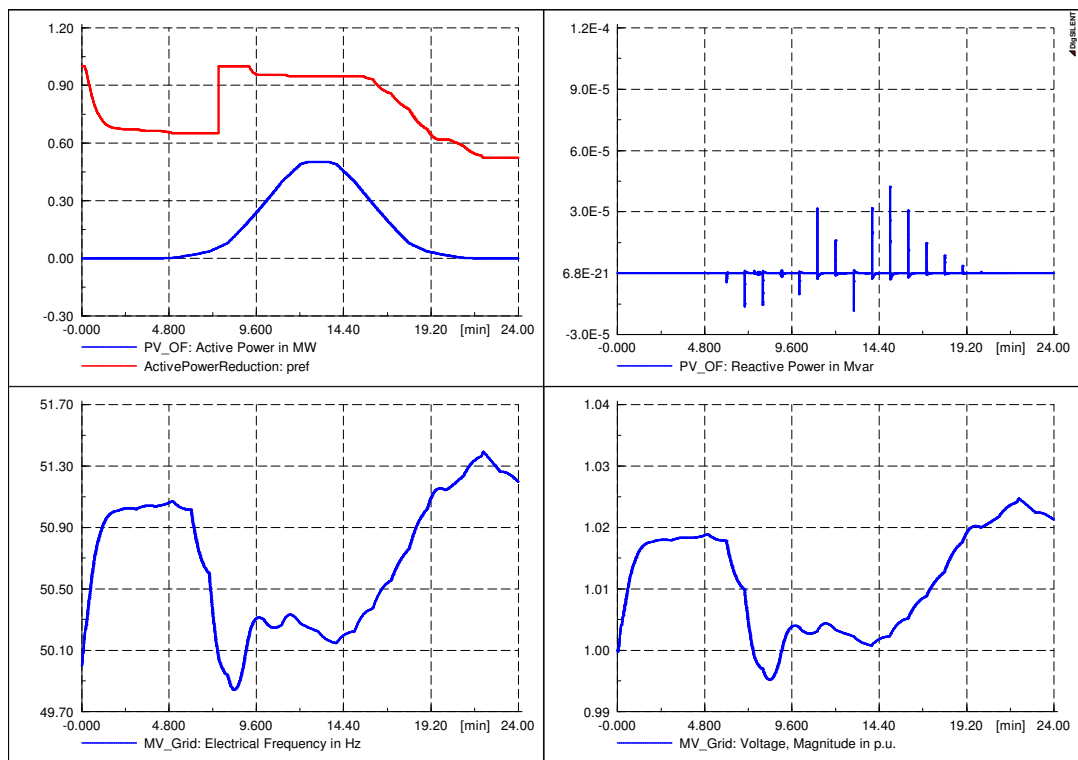


Figura 36: Control de potencia reactiva a consigna cero para cualquier valor de tensión de la microrred (columna dcha.). Control de potencia activa en función de la frecuencia (columna izq).

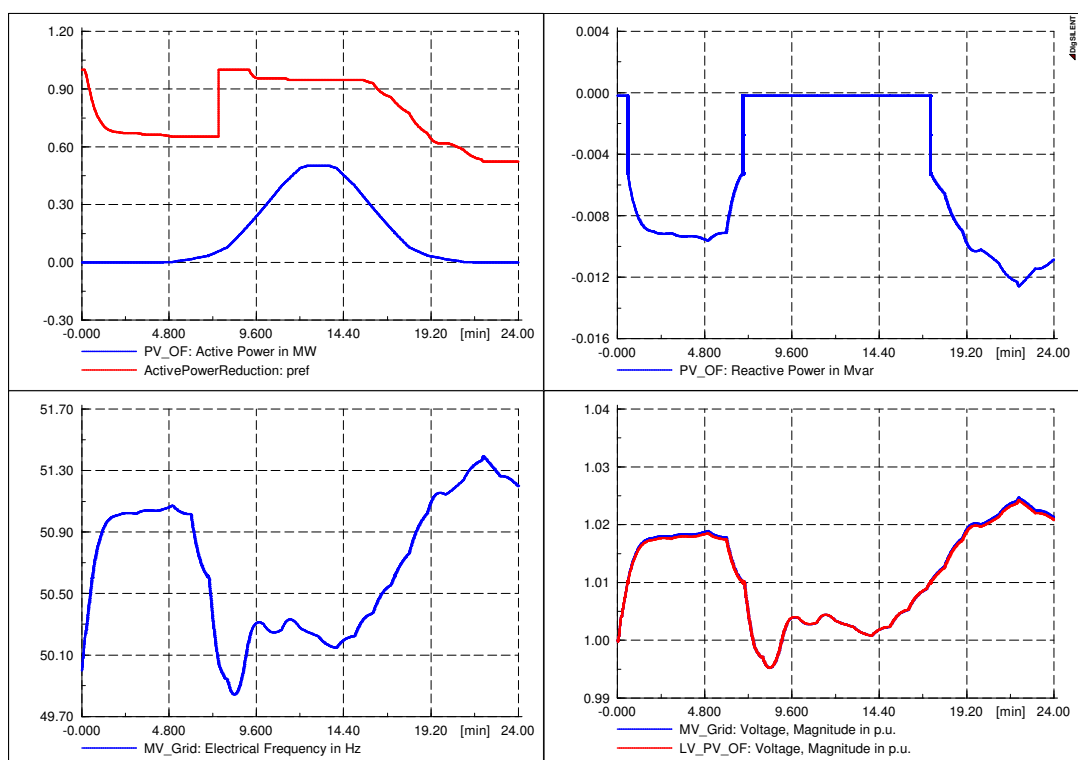


Figura 37: Control de potencia reactiva a consigna cero para cualquier valor de tensión de la microrred (columna dcha.) con reducción de la banda muerta. Control de potencia activa en función de la frecuencia (columna izq).

6.2Comentarios al modelo

Los sistemas fotovoltaicos no pueden funcionar de forma autónoma. Una vez conectados a una fuente de tensión externa, pueden contribuir al control de tensión y a la reducción de frecuencia. En este ejemplo, se considera una instalación fotovoltaica con regulación de su tensión interna de continua (DC) y de la tensión AC. El modelo incorpora una función especial de reducción de potencia en caso de sobrefrecuencia, para contribuir a la regulación de frecuencia del sistema y requisitos especiales para la producción de potencia reactiva durante la regulación de tensión.

7. Microturbina

Se considera la instalación de 100 microturbinas en la microrred de potencia 60kW cada una. De esta forma, el impacto de la potencia producida por las microturbinas tendrá un efecto en la operación de la red.

Las microturbinas [4] tienen un solo eje de rotación, sobre unos cojinetes flotantes en aire sin lubricación ni refrigeración. Tiene un motor de imanes permanentes de dos polos que soportan hasta 260°, son refrigerados por aire, que circula a través del generador y se comprime previo paso por el recuperador en la cámara de combustión. Esto permite que los gases de escape sean utilizados para el precalentamiento de los gases de entrada para la combustión en la turbina y así aumentar la eficiencia de la turbina. El eje gira entre 15.000 y 90.000 revoluciones por minuto, generando alta frecuencia en corriente alterna. Si consideramos dos polos, la frecuencia eléctrica es igual a la frecuencia mecánica de rotación. Para una velocidad de rotación de 90.000r.p.m. , la frecuencia angular es de 9424 rad/s. para conectar la microturbina a red, se requiere una etapa de electrónica de potencia que realice la conversión AC-DC y DC-AC y permita además controlar la potencia de la turbina.

El modelo completo de la microturbina se presenta en la Figura 38.

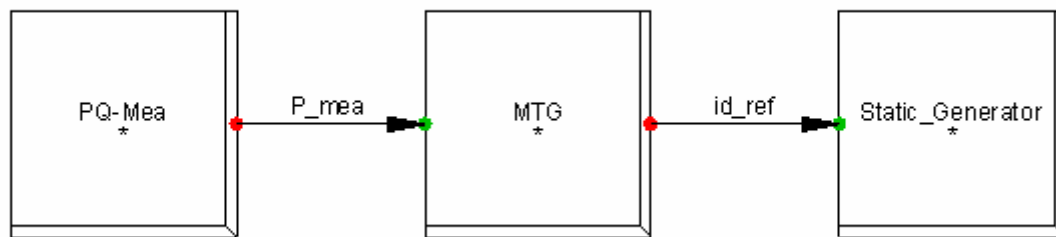


Figura 38: Modelo de microturbina

Está compuesto por tres bloques:

- Bloque PQ-Mea: Bloque de medida de potencia producida por la microturbina.
- Bloque MTG: Bloque que incorpora todo el modelo de microturbina descrito anteriormente.
- Bloque Static_Generator: El modelo de MTG envía el valor de i_{d_ref} calculado a partir del control de tensión DC al modelo de generador estático empleado en DigSILENT PowerFactory. La componente de eje q se considera constante durante toda la simulación y de valor inicial correspondiente al indicado en el flujo de cargas.

La conversión AC-DC se puede realizar por medio de un rectificador de diodos. El generador se modela como una fuente de tensión AC con una inductancia equivalente en serie. Se desprecian las pérdidas (Figura 39).

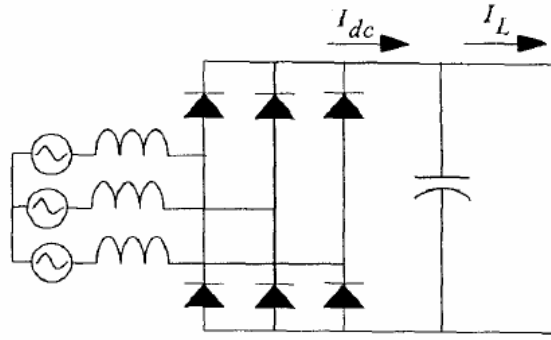


Figura 39: Rectificador de diodos

La ecuación en el lado de corriente continua se puede escribir como:

$$V_{dc} = \frac{3}{\pi} \hat{V}_{LL} - \frac{3\omega L}{\pi} I_{dc} = E_g - \frac{3\omega L}{\pi} I_{dc} \quad (29)$$

donde:

V_{DC} Tensión de continua (V).

V_{LL} Valor cresta de la tensión de línea (V) para el generador en circuito abierto.

E_g Tensión DC en circuito abierto del generador.

ω Frecuencia angular (rad/s).

I_{DC} Corriente continua (A).

L Inductancia del generador eléctrico de imanes permanentes (H).

Para simplificar el modelo se emplean las siguientes constantes:

$$\begin{aligned} K_e &= \frac{3}{\pi} \frac{\hat{V}_{LL}}{\omega} = \frac{3}{\pi} K_v \quad (V/(rad/s)) \\ K_v &= \frac{\hat{V}_{LL}}{\omega} \quad (V/(rad/s)) \\ K_x &= \frac{3L}{\pi} \quad (\Omega/(rad/s)) \end{aligned} \quad (30, 31 \text{ y } 32)$$

Donde:

K_e Constante de circuito abierto (V/(rad/s)).

K_v Constante de tensión (V/(rad/s)).

K_x Constante de impedancia ($\Omega/(rad/s)$).

Las expresiones finales que definen el modelo de microturbina son:

$$\begin{aligned}
V_{dc} &= E_g - K_x \omega I_{dc} = K_e \omega - K_x \omega I_{dc} \\
T_{em} &= \frac{P}{\omega} = \frac{V_{dc} I_{dc}}{\omega} = K_e I_{dc} - K_x I_{dc}^2 \\
J \frac{d\omega}{dt} &= T_{ut} - T_{em}
\end{aligned}
\tag{33, 34 y 35}$$

donde:

T_{em} Par electromecánico del generador (Nm).

T_{ut} Par mecánico de la microturbina (Nm).

P Potencia generada por el generador en ausencia de pérdidas (W).

J Constante de inercia del conjunto (Kg m²)

El resto de componentes del accionamiento se pueden modelar mediante el controlador de potencia (governor) y la respuesta de la turbina. El regulador se ha implementado para corregir el error de potencia que produce la microturbina a través de un PI (proporcional-integrador) (Figura 40).

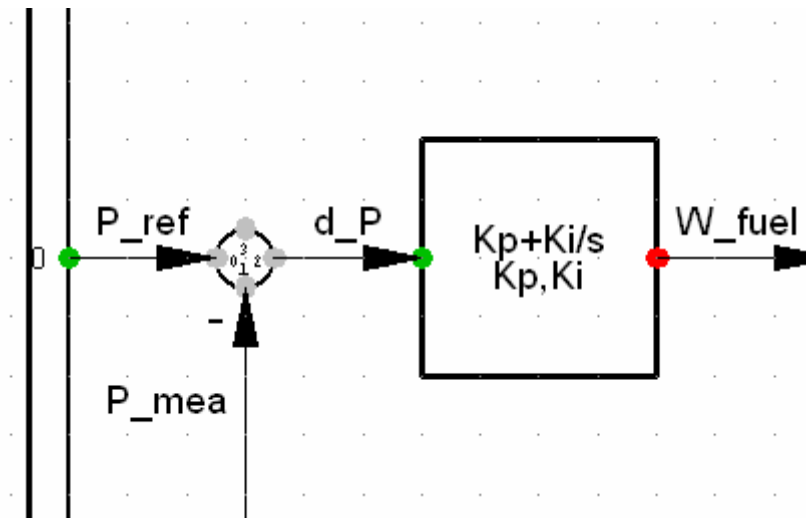


Figura 40: Regulador PI de potencia

La señal de combustible se envía a un bloque que representa la respuesta de la turbina, mediante un retraso de primer orden (Figura 41). Generalmente se asumen constantes de tiempo en el rango de 5 a 20 segundos.

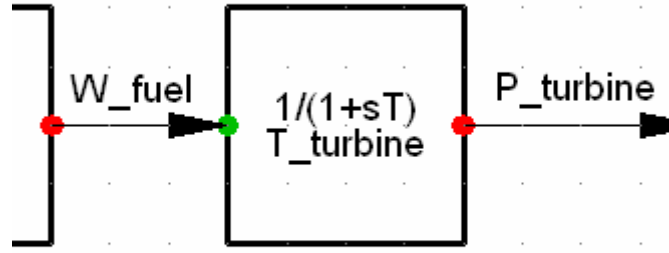


Figura 41: Respuesta de la microturbina

El modelo incorpora además un regulador de tensión de continua. El error entre la consigna de tensión de continua y la tensión real se envía a un regulador PI que genera una señal de corriente de referencia para el convertidor de conexión a red.

Para modelar el conjunto microturbina incluyendo regulador-conversión AC-DC-AC y generador eléctrico se ha empleado un modelo de generador estático al que se ha asociado un modelo compuesto DSL. El generador estático actúa como un convertidor PWM conectado a red, como una fuente de corriente controlada. Asumiendo que el control de corriente sería idealmente rápido, se considera que las corrientes producidas por el convertidor serán iguales a las corrientes de referencia que se envían al convertidor DC-AC. De esta manera:

$$\begin{aligned} i_{d_ref} &= i_d \rightarrow P, V_{dc} \quad control \\ i_{q_ref} &= i_q \rightarrow Q, V_{ac} \quad control \end{aligned} \quad (36 \text{ y } 37)$$

donde:

i_{d_ref} Corriente de referencia de eje d (pu base potencia aparente).

i_{q_ref} Corriente de referencia de eje q (pu base potencia aparente).

i_d Corriente generada de eje d (pu base potencia aparente).

i_q Corriente generada de eje q (pu base potencia aparente).

El bloque MTG se describe a continuación, implementado en lenguaje DSL (Figura 42):

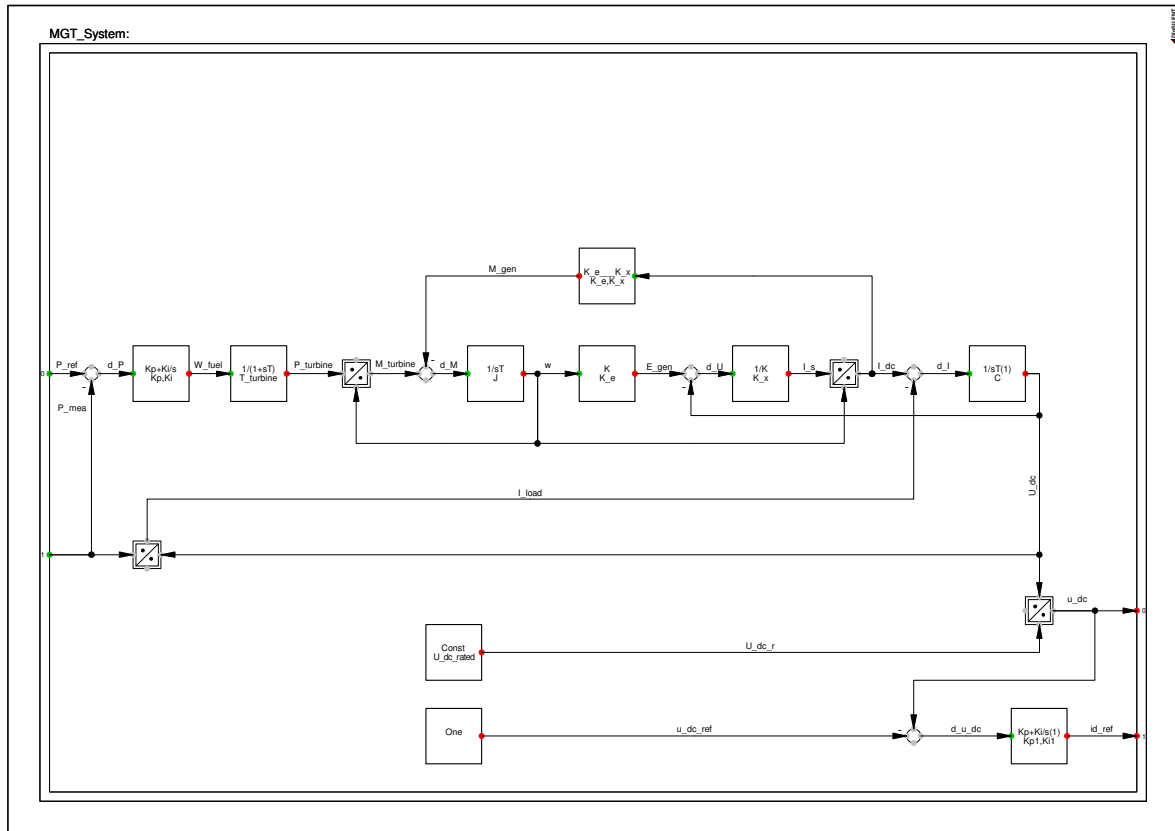


Figura 42: Modelo de microturbina

En primer lugar se compara la señal de referencia con la potencia medida para obtener la señal de error que se envía a un PI para controlar la potencia.

Posteriormente vemos el bloque de retardo de primer orden con el que se pretende simular el funcionamiento real de la turbina.

Para obtener el par, dividimos la potencia de la turbina por la velocidad de rotación. Se resta el par electromecánico del generador. A continuación se integra y divide por la inercia para calcular la velocidad de rotación.

La tensión de circuito abierto se obtiene aplicando la ganancia K_e . De la misma manera se obtiene la corriente I_{dc} aplicando la ganancia K_x . Para obtener la variación de tensión en continua según los ciclos de carga y descarga de la capacidad, se realiza la diferencia de I_{dc} e I_{load} y se integra dividiendo por el valor de la capacidad en Faradios.

7.1 Simulaciones

Las simulaciones se llevarán a cabo sobre el modelo de una microturbina conectada a la microrred a través de un transformador, como muestra la Figura 43:

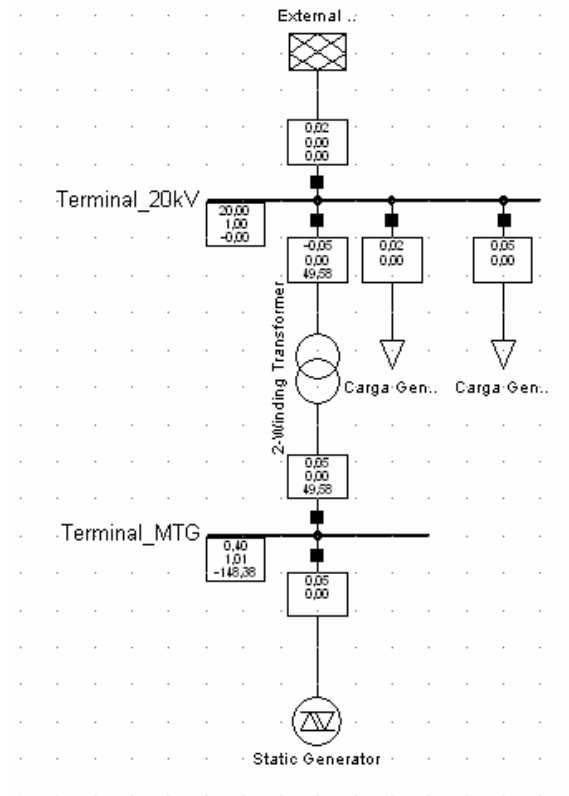


Figura 43: Esquema de la microturbina en la microrred

Los datos de una microturbina se muestran en las figuras siguientes (Figura 44, Figura 45 y Figura 46):

Static Generator - Grid\Static Generator.ElmGenstat

Corto Circuito Completo	Corto Circuito ANSI	IEC 61363	Simulación RMS	Simulación EMT
Armónicos	Optimización	Estimador de Estado	Confiabilidad	Descripción
Datos Básicos		Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC	

Nombre:

Terminal: Grid\Terminal_MTG\Cub_1 Terminal_MTG

Zona: ...

Area: ...

☐ Fuera de Servicio

Category: ▼

Número de Máquinas en paralelo:

Valores Nominales:

Potencia Aparente Nominal: MVA

Factor de Potencia:

☐ Earthed

Modelo: Grid\MGT_Composite

Buttons: OK, Cancelar, Figurar >>, Ir a ...

Figura 44: Datos básicos de una microturbina

Static Generator - Grid\Static Generator.ElmGenstat *

Tipo de Nodo: PQ

Controlador de la Tensión Local: **Factor de Potencia**

Control de Subestación Externa: ...

Punto de Operación

Modo de Entrada: Defecto

Potencia Activa: 0.06 MW

Potencia Reactiva: 0 Mvar

Tensión: 1 p.u.

Droop: 1 %

Bias de Frecuencia p: 0 MW/Hz

Curva de Capacidad

Límite de Potencia Reactiva

Capacity Curve: ...

Mín. -1 p.u. -0.06 Mvar Scaling Factor (min.) 100 %

Máx. 1 p.u. 0.06 Mvar Scaling Factor (max.) 100 %

Active Power: Operational Limits

Mín. 0 MW

Máx. 0.06 MW Pn 0.06 MW

Active Power: Ratings

Máx. 0.06 MW Factor de clasificación 1 Pn 0.06 MW

Figura 45: Datos de flujo de cargas de la microturbina

Modelo General - Grid\MGT_Composite\MGT_Common.ElmDsl

Nombre:

Definición del Modelo: ▼ → User Defined Models\MGT_System

☐ Fuera de Servicio ☐ A-algoritmo de integración estable

	Parámetro	
► Kp turbine PI-controller proportional gain []	2.	▲
Ki turbine PI-controller integrator gain []	0.36	
T_turbine turbine time constant [s]	5.	
K_e generator voltage gain ($3 \cdot K_v / \pi$) [V*s]	0.11627	
J turbine moment of inertia [$\text{kg} \cdot \text{m}^2$]	0.005	
K_x generator inductance konstant ($3 \cdot L / \pi$) [H]	0.00024656	
C DC link capacity [F]	0.001	
U_dc_rated rated DC link voltage [V]	800.	
Kp1 converter PI-controller proportional gain []	22.	
Ki1 converter PI-controller integrator gain []	10.	

Export to Clipboard

OK Cancelar ◀ ▶ Eventos

Figura 46: Parámetros de la microturbina

Los datos del transformador son:

Tipo de Transformador de dos Devanados - ...Library0.1 MVA 20/0.4 kV 0.37 GEAFOL.TypTr2 [?] [X]

Corto Circuito Completo	Corto Circuito ANSI	IEC 61363	Simulación RMS	Simulación EMT	Armónicos
Optimización	Estimador de Estado	Confiabilidad	Descripción		
Datos Básicos	Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC			

[OK] [Cancelar]

Nombre: 0.1 MVA 20/0.4 kV 0.37 GEAFOL

Technología: Transformador Trifásico

Potencia Nominal: 0.1 MVA

Frecuencia Nominal: 50. Hz

Tensión nominal:

Lado de Alta (HV)	20. kV
Lado de Baja (LV)	0.4 kV

Grupo Vectorial:

Lado Alta (HV)	D
Lado Baja (LV)	YN

Impedancia de Secuencia Positiva:

Voltaje de c.c. uk: 6. %

Pérdidas en el Cobre: 1.8 kW

Ángulo de Desfas: 5 *30deg

Nombre: Dyn5

Impedancia Sec 0, Tensión de Corto Circuito:

uk0 Absoluto	6. %
Parte Resistiva ukr0	1.8 %

Figura 47: Datos básicos del transformador

Tipo de Transformador de dos Devanados - ...Library\0.1 MVA 20/0.4 kV 0.37 GEAFOL.TypTr2 [?] [X]

Corto Circuito Completo	Corto Circuito ANSI	IEC 61363	Simulación RMS	Simulación EMT	Armónicos
Optimización	Estimador de Estado	Confiabilidad	Descripción		
Datos Básicos	Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC			

[OK]
 [Cancelar]
 [◀] [▶]

Cambiador de Tap

En el lado: HV

Tensión Adicional por Tap: 5 %

Desfase: 0 deg

Posición Nominal: 0

Posición Mínima: -1

Posición Máxima: 1

Impedancia de Magnetización

Corriente de Vacío: 0.37 %

Pérdidas en el Hierro: 0.37 kW

☐ Impedancia dependiente del Tap

Figura 48: Datos de flujo de carga del transformador

Los datos de la red externa son:

Red Externa - Grid\External Grid.ElmXnet

Datos Básicos | Flujo de Carga | Corto Circuito VDE/IEC | Corto Circuito Completo | Corto Circuito ANSI | IEC 61363
 Simulación RMS | Simulación EMT | Armónicos | Optimización | Estimador de Estado | Confiabilidad | Descripción

Const. Tiempo Aceleración: 99 s
 Bias de Frecuencia sec.: 0. MW/Hz
 Usar para cálculos: Valores Máximos

Valores Máximos		Valores Mínimos	
Potencia c.c. S_k máx.	10000. MVA	Potencia c.c. S_k mín.	8000. MVA
Corriente c.c. I_k máx.	288.6751 kA	Corriente c.c. I_k mín.	230.9401 kA
Factor ϕ (máx.)	1.1	Factor ϕ (mín.)	1.
Relación R/X (máx.)	0.1	Relación R/X (mín.)	0.1
Relación de Impedancia		Relación de Impedancia	
Z_2/Z_1 máx.	1.	Z_2/Z_1 mín.	1.
X_0/X_1 máx.	1.	X_0/X_1 mín.	1.
R_0/X_0 máx.	0.1	R_0/X_0 mín.	0.1

OK Cancelar Figurar >> Ir a ...

Figura 49: Datos básicos de la red externa

7.1.1 Simulación escalones de potencia de referencia. Microturbina conectada a red.

En las figuras siguientes vemos los resultados de realizar escalones de potencia de referencia a la microturbina. Se muestran los resultados de variación de velocidad y de potencia generada para un cambio en escalón positivo y negativo de la potencia de referencia (Figura 50).

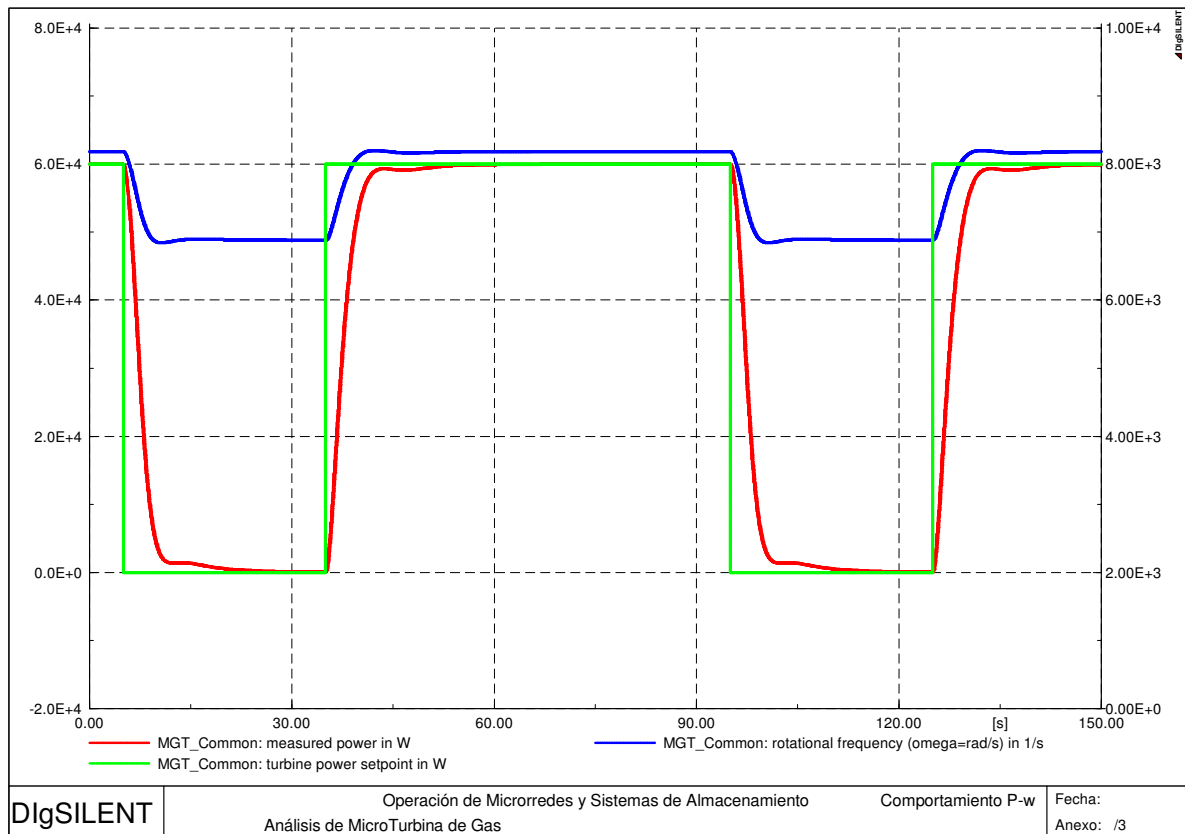


Figura 50: Consigna de potencia y Potencia de la microturbina (verde y rojo). Velocidad de rotación (azul)

La velocidad inicial de rotación de la microturbina se sitúa en 8181 rad/s. La velocidad se reduce hasta 6900 rad/s en cada escalón de reducción de potencia, mientras que la potencia varía de su valor máximo (60kW) a su valor mínimo (0kW) en algunos segundos. Los resultados son comparables a las medidas que se pueden ver en [4].

La tensión DC se muestra en la Figura 51. La tensión alcanza un valor máximo de 1.016 pu y mínimo de 0.982 p.u.

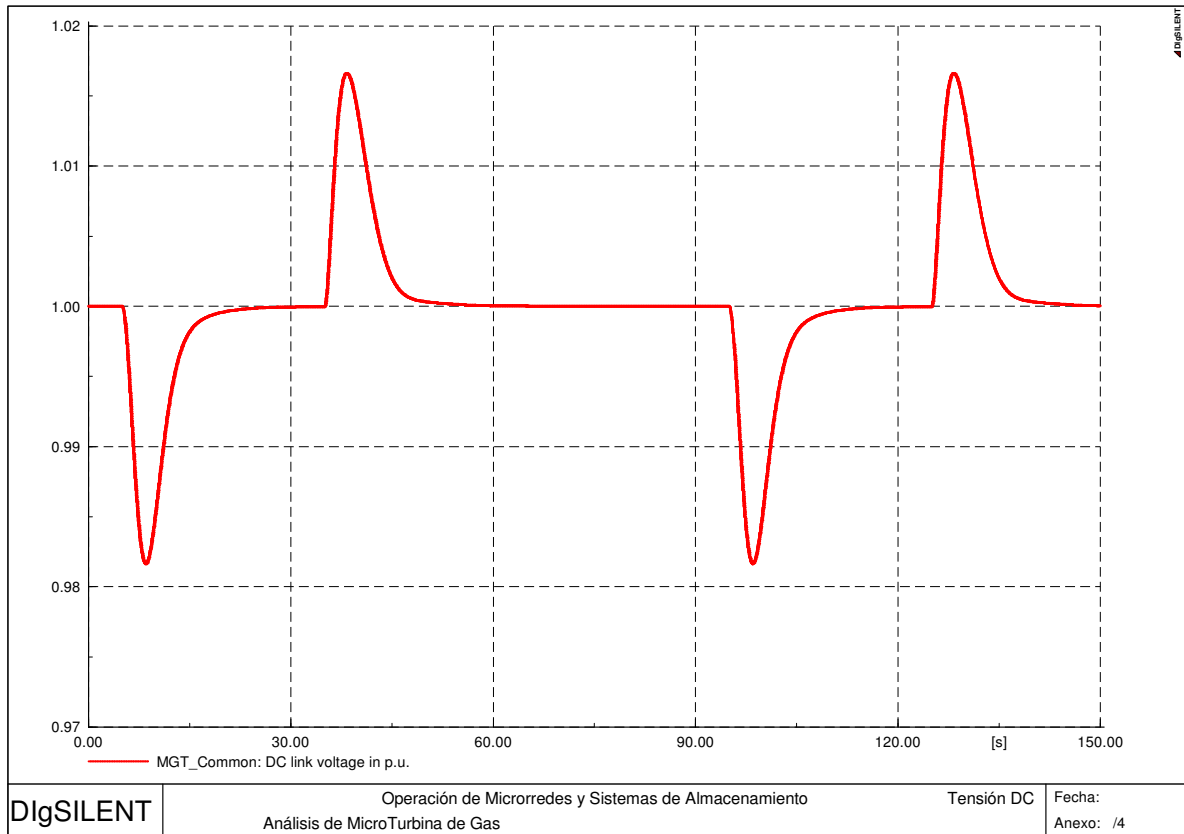


Figura 51: Variación de tensión DC

Se concluye que el sistema de control de la microturbina es capaz de regular la potencia del generador y la tensión del bus de continua cuando la microturbina está conectada a la red externa.

7.2 Conclusiones al modelo

Al estar modelada como un inyector de corriente, la microturbina no tiene capacidad de funcionar en ausencia de red externa. El modelo no incorpora regulación de frecuencia, sigue una consigna de potencia activa. El modelo no incorpora control de tensión AC.

8.Batería

El modelo de batería empleado en el proyecto es la plantilla que se proporciona en la herramienta de simulación DIgSILENT PowerFactory con la versión 14.1 y que se presenta en la Figura 52.

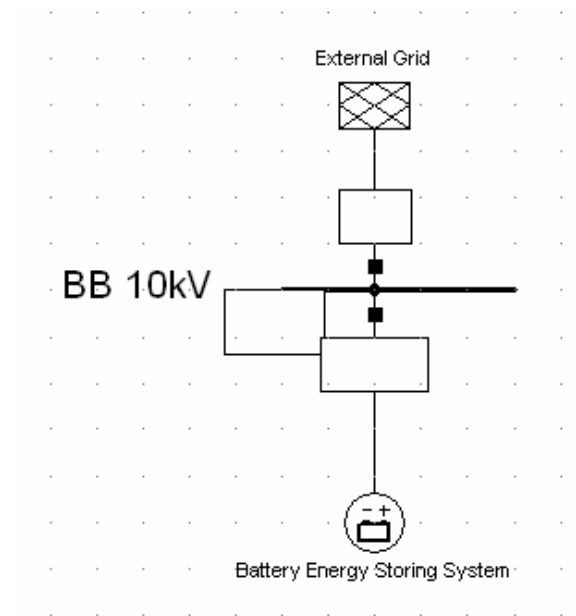


Figura 52: Modelo de batería en PF14.1

El modelo de batería y control de batería está definido en lenguaje DSL. La estructura general del modelo se muestra en la Figura 53 [5].

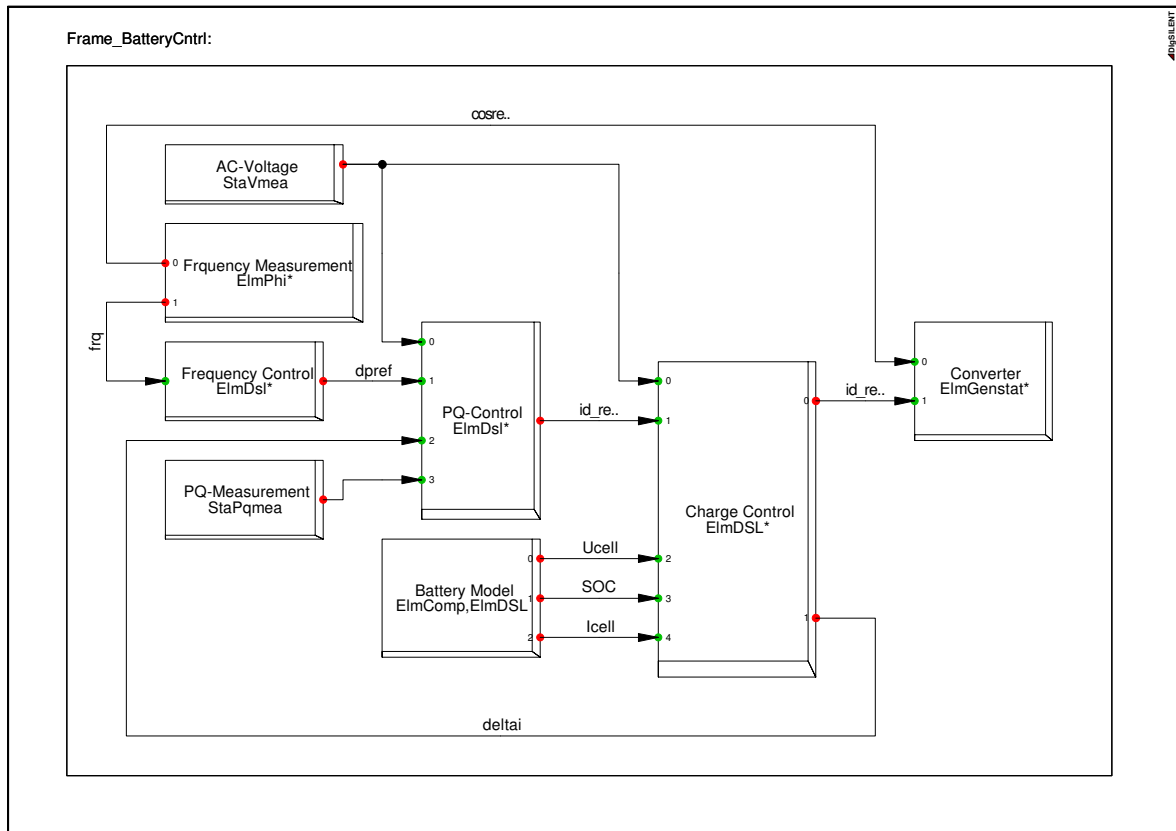


Figura 53: Modelo compuesto DSL con batería, control de carga de batería y control de frecuencia.

El modelo incorpora varios controladores y elementos de medida como:

- Modelo de batería
- Modelo de convertidor
- Medidas:
 - Potencia activa intercambiada con la red
 - Frecuencia en el bus de conexión a red
 - Tensión AC en el bus de conexión a red
- Controladores:
 - Controlador de potencia activa y reactiva
 - Controlador de frecuencia
 - Controlador de carga de la batería

Las variables internas características del modelo de batería son:

- SOC: State of charge o Estado de carga que corresponde a 1 si el estado de carga de corriente de la batería es a plena carga y cero si está descargada.
- Edad de la batería.
- Temperatura de la batería.

El modelo de la batería simple se presenta en la Figura 54.

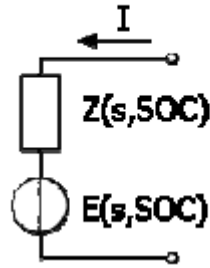


Figura 54: Modelo simple de batería

El modelo que representa corrientes parásitas se representa en la Figura 55:

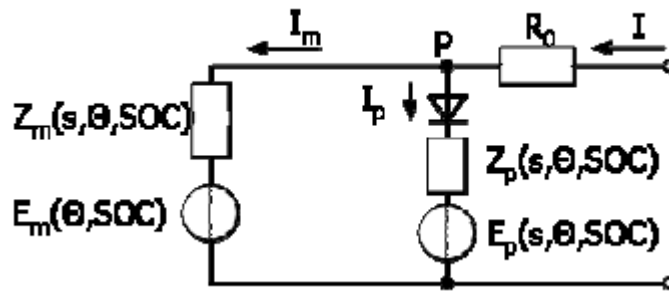


Figura 55: Modelo de batería con corrientes parásitas

El modelo responde a la “Ley de Peukert” y expresa la capacidad de la batería en función del ratio de descarga:

$$C_p = I^k t \quad (38)$$

donde:

- C_p*** *Capacidad en Ah a un ratio de descarga de 1A*
- I*** *Corriente de descarga, en A*
- K*** *Constante de Peukert, adimensional. Las baterías de ácido-pb valores típicos entre 1.1 y 1.3. La edad también hace aumentar el valor de la constante.*
- t*** *Tiempo de descarga*

La tensión de descarga de la batería e impedancia interna también dependen del estado de carga (SOC). Debido a la dificultad de obtener datos por parte de los fabricantes, el modelo se construye sobre algunas simplificaciones:

- El valor mínimo de SOC es de 20% para poder despreciar las no linealidades de la tensión para valores por debajo del 20% de carga.
- La resistencia interna se considera constante.
- La capacidad de la batería se considera constante. Esto es válido si se conoce la corriente de descarga por adelantado y se calcula la capacidad.
- El modelo corresponde al modelo simple de la Figura 54, con impedancia interna constante y tensión dependiente del nivel de carga:

$$U_{DC}=U_{max} SOC + U_{min} (1-SOC) - I Z_i \quad (39)$$

El modelo de batería tiene las características siguientes:

- Entradas:
 - Corriente DC
- Salidas:
 - Tensión DC
 - SOC
 - Tensión DC por célula de la batería para el controlador de carga
- Parámetros:
 - Tensión DC mínima correspondiente a una célula descargada (V)
 - Tensión DC máxima correspondiente a una célula a plena carga (V)
 - Capacidad de una célula según Peukert (Ah)
 - Cantidad de células en paralelo (adim, entero)
 - Cantidad de células en serie (adim, entero)
 - Resistencia interna por célula, valor medio (Ohm)
 - Tensión nominal del busbar DC (kV)
 - Estado de carga al comenzar la simulación, SOC (adim, entero). Se considera al inicializar que ni carga ni descarga, el intercambio de potencia con el sistema es cero.

La batería se conecta a la red eléctrica a través de un convertidor de modulación por ancho de pulso, modelado como una fuente de corriente y asumiendo el control de corriente idealmente rápido. Las señales de entrada al modelo son `id_ref` (para control

de P) e i_{q_ref} (para control de Q), corrientes orientadas según los ejes dq alineados con la tensión del bus de conexión de la batería para el control vectorial de P y Q . El ángulo de la tensión del bus de conexión se mide con una PLL que envía las señales de \sin_ref y \cos_ref al modelo de convertidor.

El controlador de la batería se encarga del control de frecuencia mediante el control de potencia activa y del control de tensión AC mediante el control de potencia reactiva. El control de potencia activa está limitado al nivel de carga de la batería y el control de reactiva al valor de diseño del convertidor (potencia aparente nominal). El controlador de carga de la batería supervisa el nivel de carga de la batería.

Hay condiciones que limitan la capacidad de control de la batería, como por ejemplo sólo será posible consumir P si $SOC < 1$ y sólo será posible generar P si $SOC > 0$. Cuando SOC se reduce a un cierto valor, hay que cargar la batería. Entre los controles de P y Q hay que definir una prioridad ya que ambos están limitados por la potencia aparente.

Los controladores se describen a continuación:

- Modelo de controlador de frecuencia
El controlador de frecuencia es un controlador proporcional, caracterizado por una ganancia (K) y una banda muerta (por ejemplo, si $K=0.04$ la batería inyectará plena potencia para una desviación de 2 Hz).
- Modelo de control de potencia activa
El controlador de potencia activa es un controlador proporcional – integrador. El error de potencia de entrada al regulador PI se corrige con una señal que proviene de la lógica de carga y descarga de la batería.
- Modelo de control de tensión
El controlador de potencia reactiva/tensión es un controlador proporcional-integrador lento, con una ganancia proporcional variable en función del error de tensión y banda muerta.
- Modelo de control de carga/descarga
El controlador de carga implementa la lógica de carga/descarga según el valor de SOC y limita la corriente activa o reactiva según la prioridad que establece el usuario. El modelo empleado establece una prioridad sobre el valor de potencia activa.

8.1 Simulaciones

Las simulaciones se llevan a cabo sobre el modelo de batería (BEES) de 30MW en una red aislada con el generador convencional de la microrred y cuatro cargas conectadas de valor total 5MW. Después de la inicialización, el generador convencional suministra 5MW a la red y la BESS no suministra nada. Los eventos simulados hacen variar la frecuencia de la red.

Los eventos aplicados en la simulación se muestran en la Tabla 2.

Name	Time	Breaker or Element	Action	All Phases
	(s)	StaSwitch,StaCubic,Elm*		
MV_Load_Load1	60	Switch	Close	1
MV_Load_Load6	600	Switch	Close	1
MV_Load_Load7	1200	Switch	Close	1
MV_Load_Load8	1800	Switch	Close	1
MV_Load_Load1	2400	Switch	Open	1
MV_Load_Load6	3000	Switch	Open	1
MV_Load_Load8	3600	Switch	Open	1
MV_Load_Load7	4200	Switch	Open	1

Tabla 2: Eventos aplicados en la simulación de conexión y desconexión de cargas.

El control de la turbina del generador convencional controla la variación de velocidad y con ello la frecuencia. En caso de cambio rápido de carga, que simula la parada de emergencia de una central de generación por ejemplo, la frecuencia disminuye rápidamente debido a la ausencia de potencia activa en la red. Entonces el control de la turbina actúa para intentar restaurar la situación. Esto es lo que se conoce como control primario de frecuencia o también reserva rodante. La batería intentará proporcionar control primario mientras que el generador aumenta su potencia. Si se emplea la batería como control primario, la tecnología debería poder soportar ciclos de carga/descarga con el mínimo de efecto memoria. El control de potencia en el ejemplo se activa si la desviación de frecuencia es mayor de 10mHz. Con 200mHz de desviación de frecuencia se activará la potencia total de la batería hasta que su nivel de carga disminuya hasta cero.

La simulación se ha realizado hasta $t=3$ horas. Durante este tiempo, la batería tiene capacidad para suministrar la potencia en exceso que demanda la carga en la microrred y mantener la frecuencia. Cuarenta y siete minutos más tarde la batería está completamente descargada y se produce colapso de la microrred. El evento de deslastre de carga permite al generador convencional recuperar la frecuencia del sistema. La respuesta del sistema se muestra en las figuras siguientes:

- Figura 56: detalle del transitorio durante el evento de conexión de la carga 1.
- Figura 57: detalle del transitorio durante el evento de conexión de la carga 6.
- Figura 58: detalle del transitorio durante el evento de conexión de la carga 7.
- Figura 59: detalle del transitorio durante el evento de conexión de la carga 8.
- Figura 60: colapso de frecuencia cuando la batería reduce su potencia activa y los eventos de deslastre de cargas que permiten la recuperación.
- Figura 61: detalle de recarga de la batería en condiciones normales de red.
- Figura 62: soporte de tensión de la red.

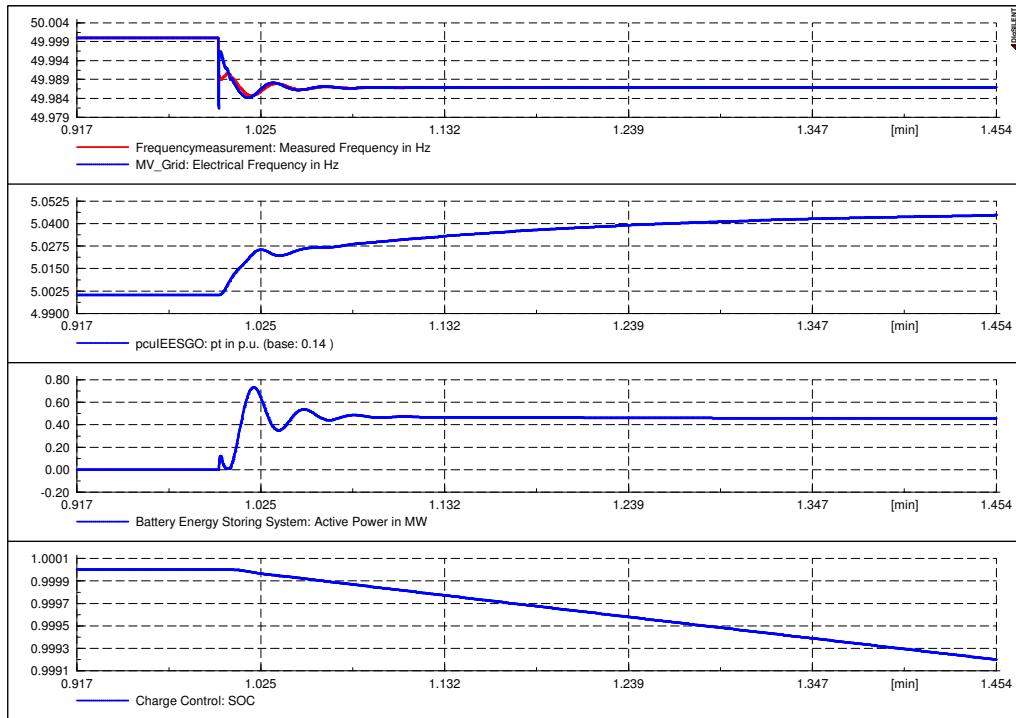


Figura 56: Detalle del evento 1. Gráfico 1-->evolución de la frecuencia de la red (Hz). Gráfico 2 --> respuesta del generador convencional (MW). Gráfico 3-->respuesta de la batería (MW). Gráfico 4--> nivel de carga de la batería (SOC, adim)

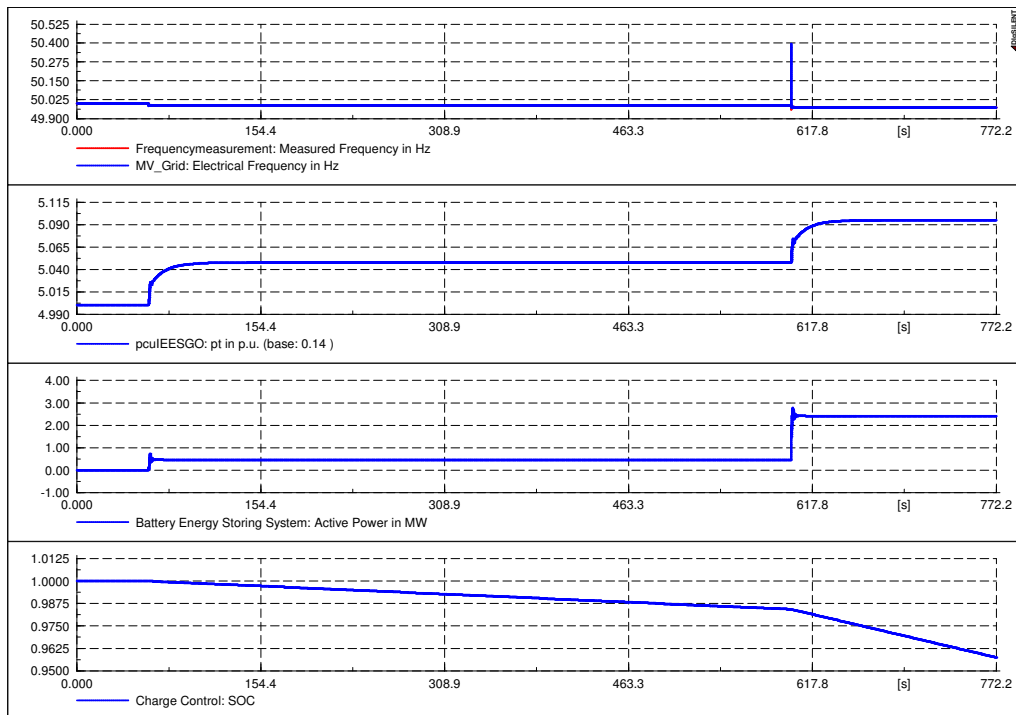


Figura 57: Detalle del evento 2. Gráfico 1-->evolución de la frecuencia de la red (Hz). Gráfico 2 --> respuesta del generador convencional (MW). Gráfico 3-->respuesta de la batería (MW). Gráfico 4--> nivel de carga de la batería (SOC, adim)

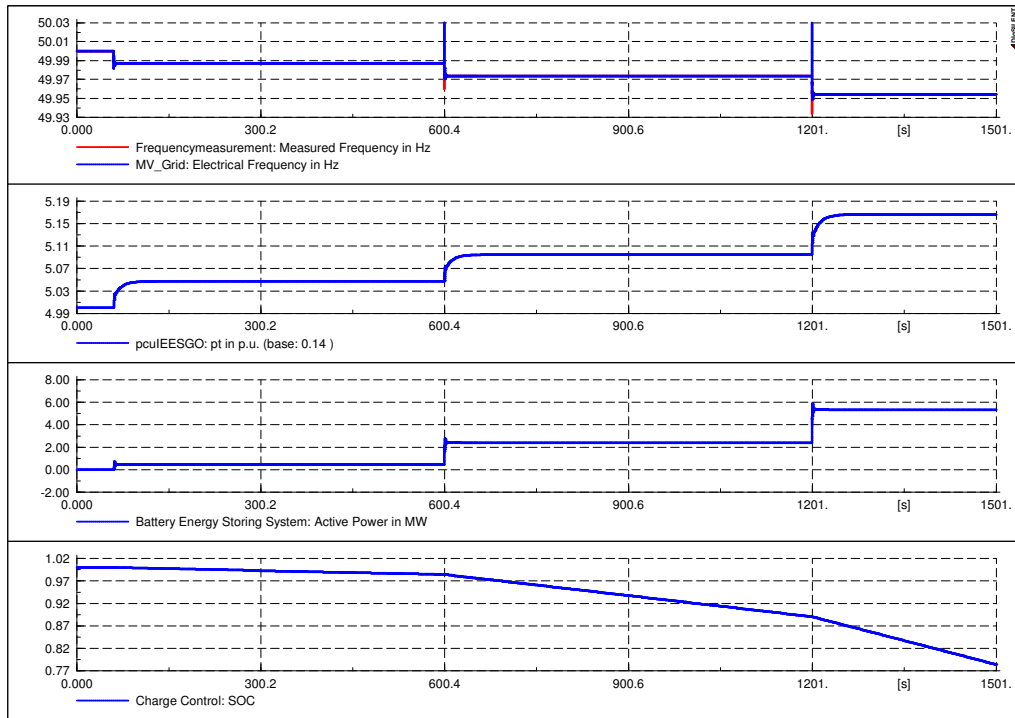


Figura 58: Detalle del evento 3. Gráfico 1-->evolución de la frecuencia de la red (Hz). Gráfico 2 --> respuesta del generador convencional (MW). Gráfico 3-->respuesta de la batería (MW). Gráfico 4--> nivel de carga de la batería (SOC, adim)

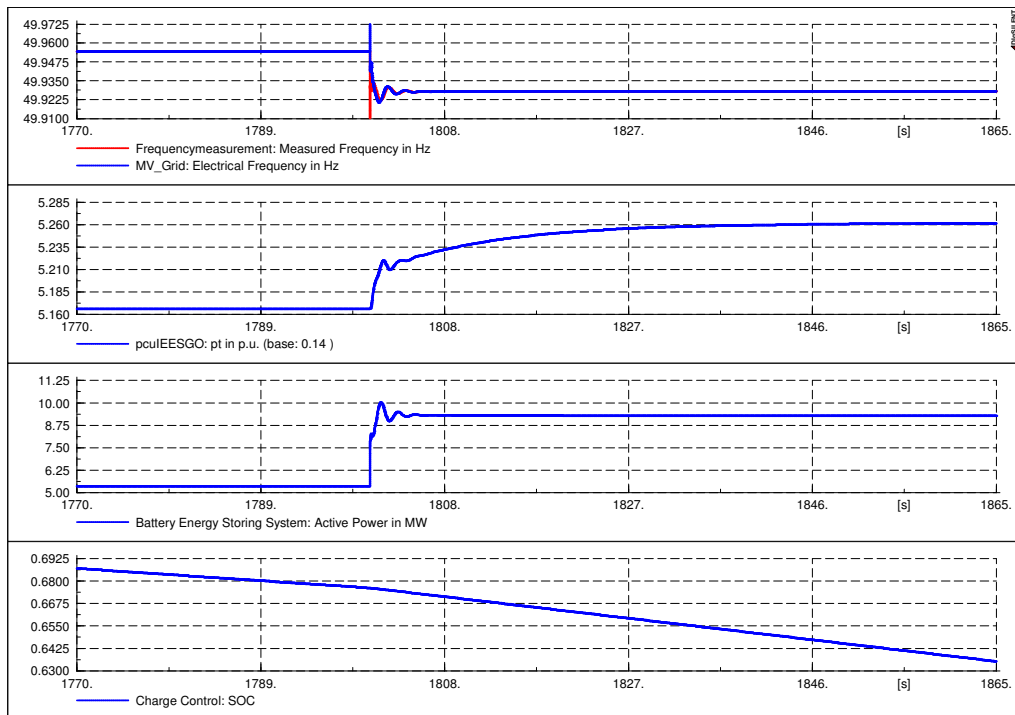


Figura 59: Detalle del evento 4. Gráfico 1-->evolución de la frecuencia de la red (Hz). Gráfico 2 --> respuesta del generador convencional (MW). Gráfico 3-->respuesta de la batería (MW). Gráfico 4--> nivel de carga de la batería (SOC, adim)

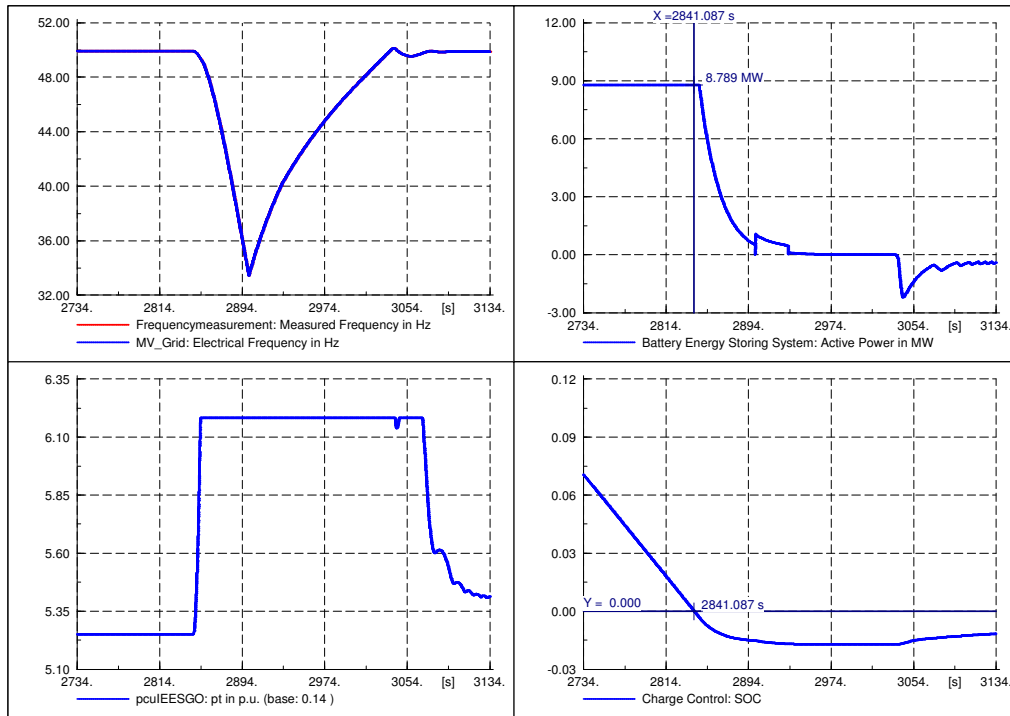


Figura 60: Detalle del colapso de frecuencia y deslastre de cargas. Gráfico arriba izq-->evolución de la frecuencia de la red (Hz). Gráfico arriba dcha --> respuesta de la batería (MW). Gráfico abajo izq--> respuesta del generador convencional (MW). Gráfico abajo dcha--> nivel de carga de la batería (SOC, adim)

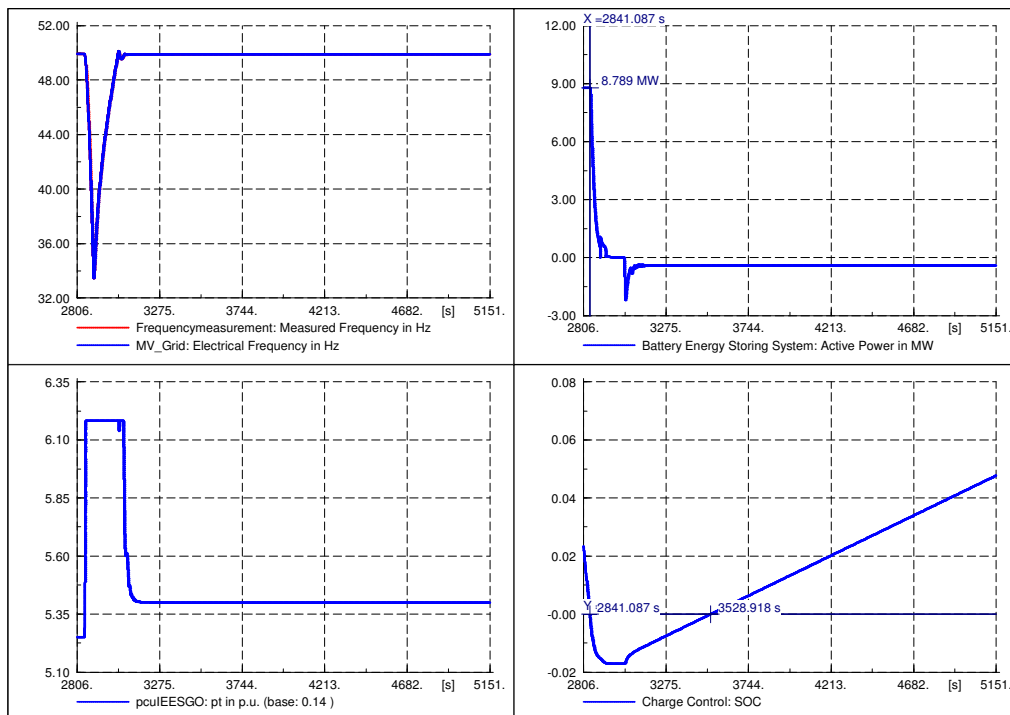


Figura 61: Detalle de la evolución de la red y recarga de batería tras el deslastre de cargas. Gráfico arriba izq-->evolución de la frecuencia de la red (Hz). Gráfico arriba dcha --> respuesta de la batería (MW). Gráfico abajo izq--> respuesta del generador convencional (MW). Gráfico abajo dcha--> nivel de carga de la batería (SOC, adim)

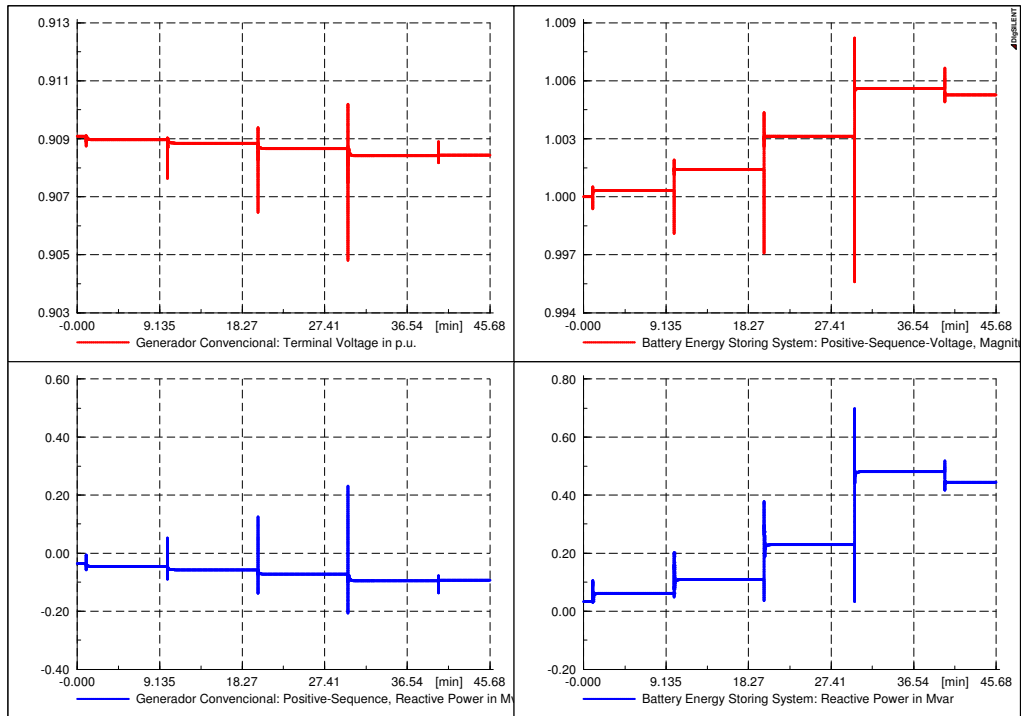


Figura 62: Control de tensión de red mediante la producción o consumo de potencia reactiva por la batería y por el generador respectivamente. Gráficos superiores--> tensión en el lado de baja tensión del generador convencional (izq) y en el lado de 10kV de la batería (dcha). Gráficos inferiores-->potencia reactiva en MVar en el lado de baja tensión del generador convencional (izq) y en el lado de 10kV de la batería (dcha).

9. Operación de la microrred con un GESTOR ENERGÉTICO.

Se toma como referencia la arquitectura mixta sobre el control de la microrred de [2], que consta de un sistema de control centralizado en el que cada unidad de generación, así como las cargas del sistema, reciben las consignas de funcionamiento de un controlador central. La toma de decisiones en este tipo de control debe tener una estructura de tipo jerárquico. Se recolectan ofertas de suministro y demanda, de cada uno de los agentes implicados y actúan conforme a las reglas establecidas. Estas reglas deben ser implantadas por un control de nivel superior.

Existe un sistema de control descentralizado en el cual se toman ciertas decisiones de forma local. Los controladores locales pueden ser autónomos pero deberá haber una comunicación entre ellos, cuya función no sólo consiste en maximizar los beneficios de la unidad controlada si no también en el beneficio global de la microrred.

A pesar de que podamos elegir de forma individual cualquiera de las dos opciones anteriores, existen determinadas funciones que se deben ejercer de forma local debido a sus condicionantes de control en tiempo real. Cuando la microrred está funcionando en modo aislado, la operación es más sensible a cambios en el consumo, debido a la baja inercia del sistema por lo que el generador que dará respuesta a estos cambios será el más rápido. La incorporación de la batería, mejorará considerablemente la operación de la microrred.

En nuestra microrred tenemos fuentes de generación diferentes:

- Generador convencional: reacciona ante los cambios de carga de la microrred, de forma centralizada su punto de operación se determina mediante precio mínimo ofertado según la tabla de precios Tabla 3, pero su punto de operación real vendrá determinado por el control de frecuencia ya que es responsable de la regulación primaria.

Oferta generador		
Pg1 nominal	6.18MW	
Potencia adicional	Potencia acumulada	Coste (€)
1 MW	1 MW	0
1.5 MW	2.5 MW	10
2 MW	4.5 MW	20
1.68 MW	6.18 MW	30

Tabla 3: Oferta de precios para el generador convencional.

- Sistemas de generación de origen renovable: El generador fotovoltaico y eólico no entran en el control de frecuencia excepto como medida de protección contra sobrefrecuencia. Entran a mercado de forma prioritaria y a cualquier precio.

- Microturbina de gas. El punto de operación de la turbina de gas se determina por el precio mínimo de mercado. La microturbina oferta precios más caros que el generador convencional, como vemos en Tabla 4. Cuando el precio ofertado por la microturbina es igual al precio ofertado por el generador convencional, es el generador convencional el que entra a mercado de manera prioritaria.

Oferta uT		
Pg1 nominal	0.06 MW	
Unidades	100	
Pgl total	6 MW	
Potencia adicional/uT	Potencia acumulada/uT	Coste (€)
0.6 MW	0.6 MW	10
1.2 MW	1.8 MW	20
1.8 MW	3.6 MW	30
2.4 MW	6 MW	40

Tabla 4: Oferta de precios para la microturbina

- La batería: en el marco de este proyecto, se ha supuesto prioritario el controlar las variaciones de frecuencia y tensión en la red, por lo que la batería entra en mercado a cualquier precio.

Las cargas varían a lo largo de la simulación como indicado en el capítulo de descripción de la microrred.

La programación de consignas se realiza a través de un GESTOR CENTRALIZADO de la microrred, que se muestra en la Figura 63. Se envían en cada instante de la simulación los valores de producción de los dos generadores que ofertan así como la producción en el punto de conexión con la red externa.

El modelo implementado como sistema de gestión central se muestra en la Figura 64. Consiste en ofertar potencia con el objetivo de reducir la potencia intercambiada con la red externa. La generación ofertada y precios se envían al gestor de casación, que determina el precio mínimo de mercado respetando las restricciones de prioridad para el generador convencional. El gestor envía las consignas de potencia a los generadores mediante unos bloques que convierten las consignas a los valores base de control local. La velocidad de variación de consignas está limitada por unos limitadores de gradiente como propuesto en [2], así como su valor máximo y mínimo.

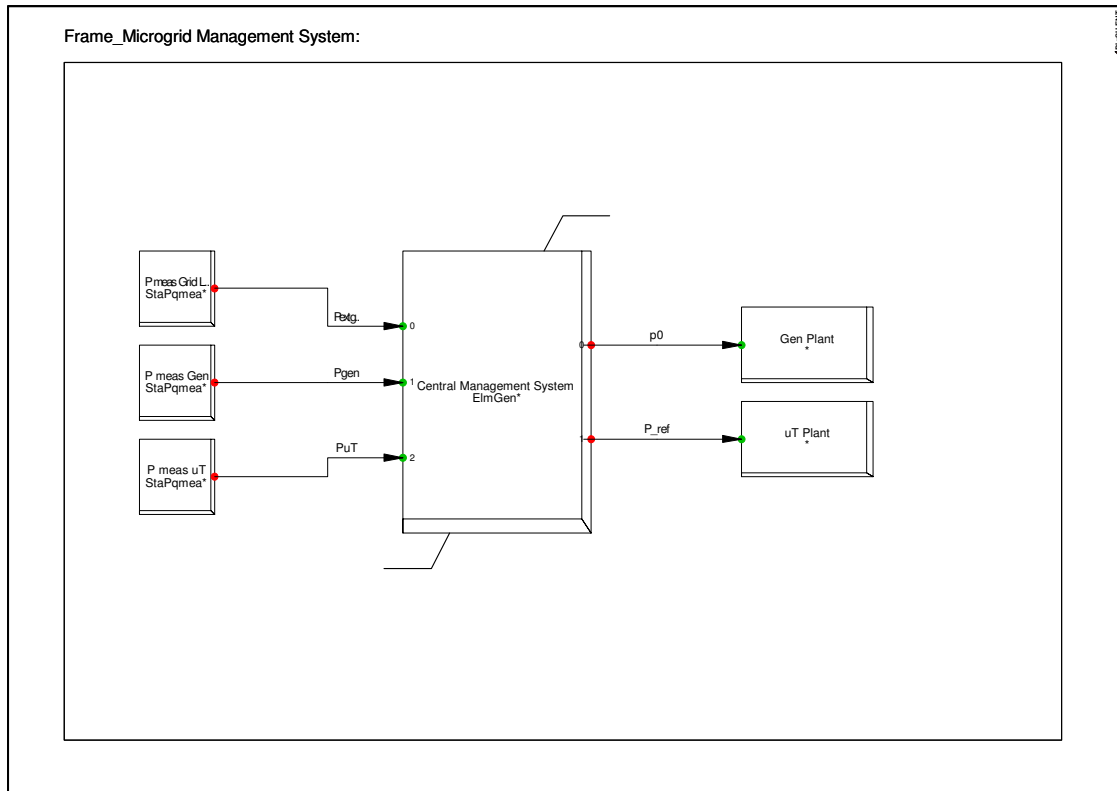


Figura 63: Gestor de la microrred para envío de consignas

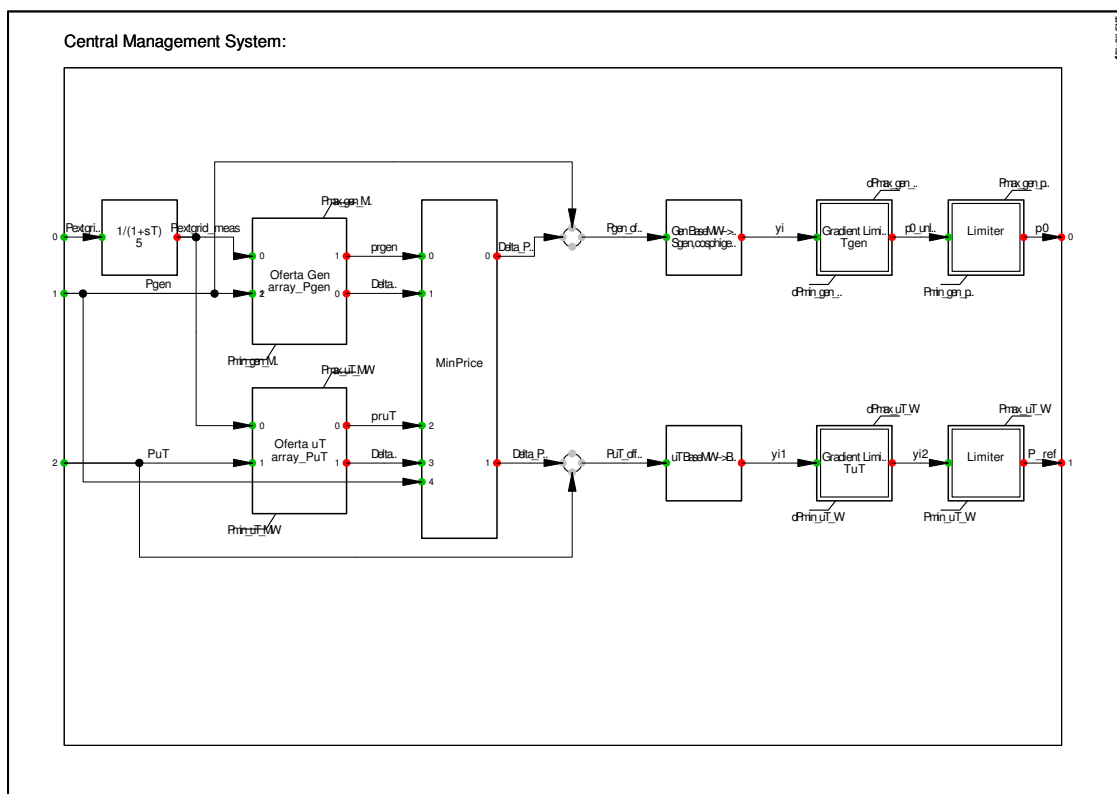


Figura 64: Implementación casación de ofertas y límites de variación de potencia.

9.1 Simulaciones

Los modelos se han probado en la microrred conectada a una red externa débil que representa prácticamente una red aislada con oscilaciones de frecuencia y de tensión. Se comprueba el comportamiento con batería y sin batería.

9.1.1 Modelo de red externa débil – Sin batería

La variación de frecuencia y tensión en la red externa donde se conecta la microrred se muestra en la Figura 65. El mayor impacto en la frecuencia es debido al aumento de generación inicial. Tanto el aumento de carga como posteriormente la pérdida de generación renovable de origen eólico, hacen caer la frecuencia de la red.

El objetivo del gestor centralizado es reducir a cero el intercambio con la red externa débil. En este caso no se consigue un flujo de potencia cercano a cero, la red externa está suministrando parte de la carga durante el período pico de carga.

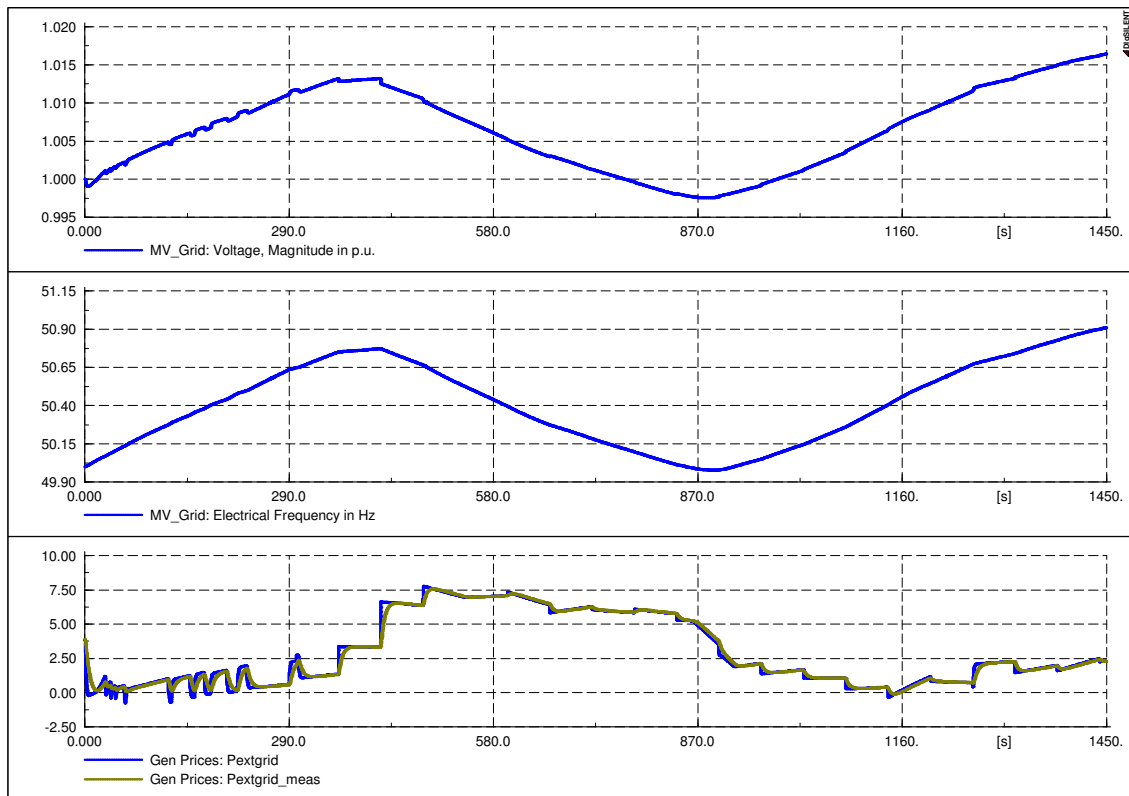


Figura 65: Variación de tensión (gráfico superior) en p.u. y de frecuencia (gráfico inferior) en Hz en la microrred

El comportamiento del sistema gestor centralizado de mercado se muestra en la Figura 63. El precio de mercado final se muestra en azul en el gráfico superior. La microturbina entra al principio en el rango de precios hasta 30Euros cuando la prioridad es igual a 1 y vuelve a entrar a precio máximo porque el generador convencional está produciendo máxima potencia.

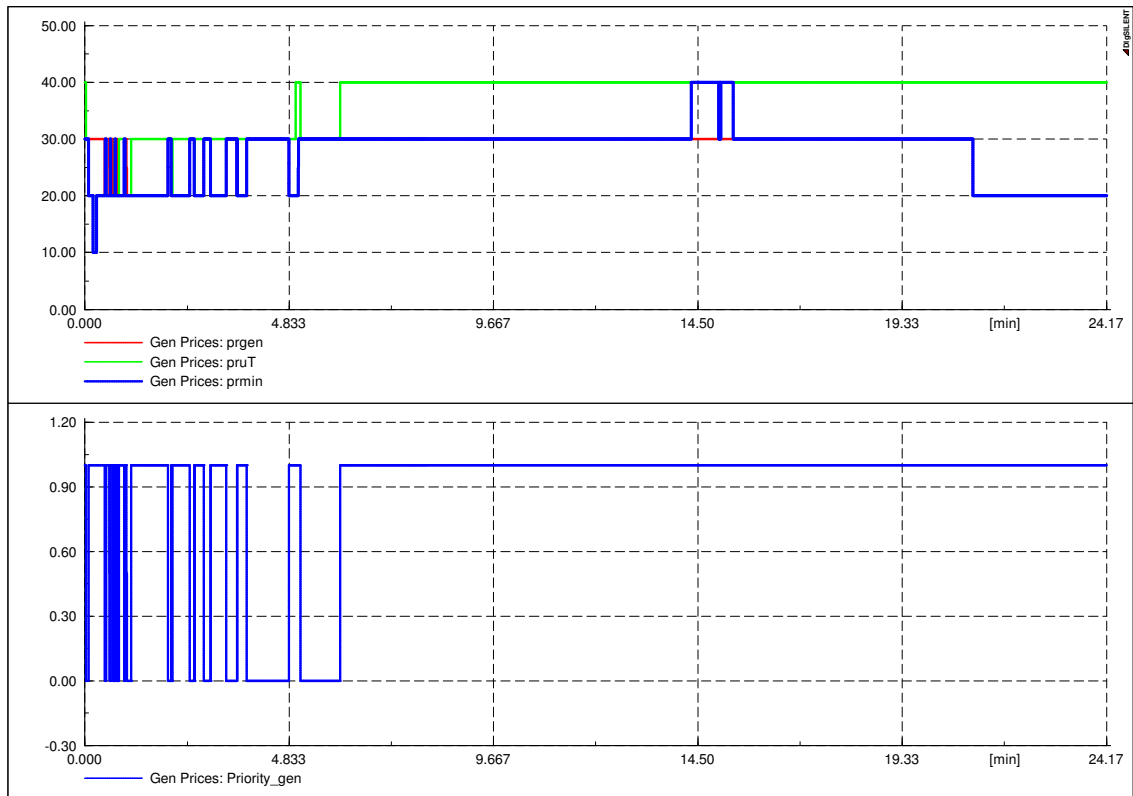


Figura 66: Ofertas (prgen, pruT en Eur) y precio final de mercado (prmin en Eur) en el gráfico superior. Prioridad microturbina o generador en gráfico inferior (1 cuando uT puede entrar)

El comportamiento del generador convencional se presenta en la Figura 67. El generador convencional no puede seguir la consigna que recibe del sistema de ofertas (p0) mientras su sistema de control local sigue ocupado con la regulación primaria de frecuencia de la red.

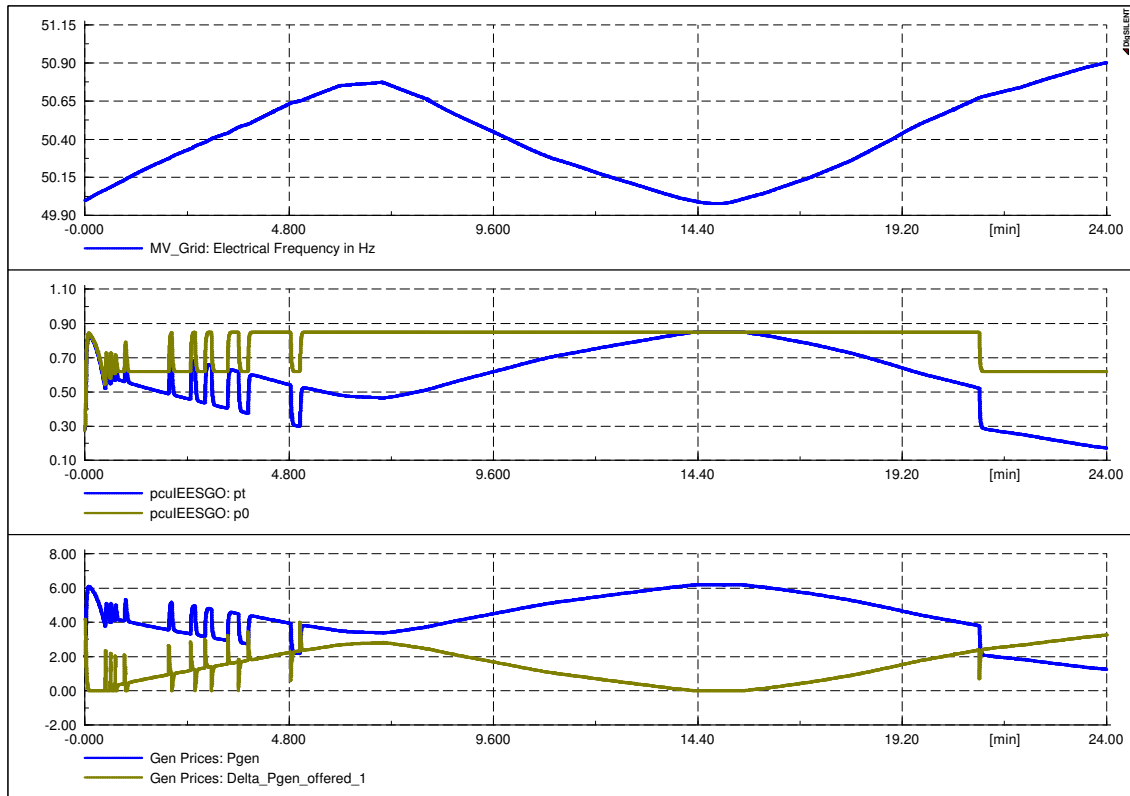


Figura 67: Comportamiento del generador convencional. Gráfico superior, variación de frecuencia en la red. Gráfico medio, pt potencia real que produce la turbina, p0 consigna que recibe del gestor centralizado. Gráfico inferior, Pgen potencia que produce el generador, Delta_Pgen_offered_1 oferta de potencia del gestor centralizado.

El comportamiento de la microturbina se puede ver en la Figura 68. La microturbina entra a mercado al principio, en el rango de precios de 10, 20 y 30 Eur y cuando el generador convencional está a potencia máxima entra a su precio máximo. La microturbina no incorpora control de frecuencia.

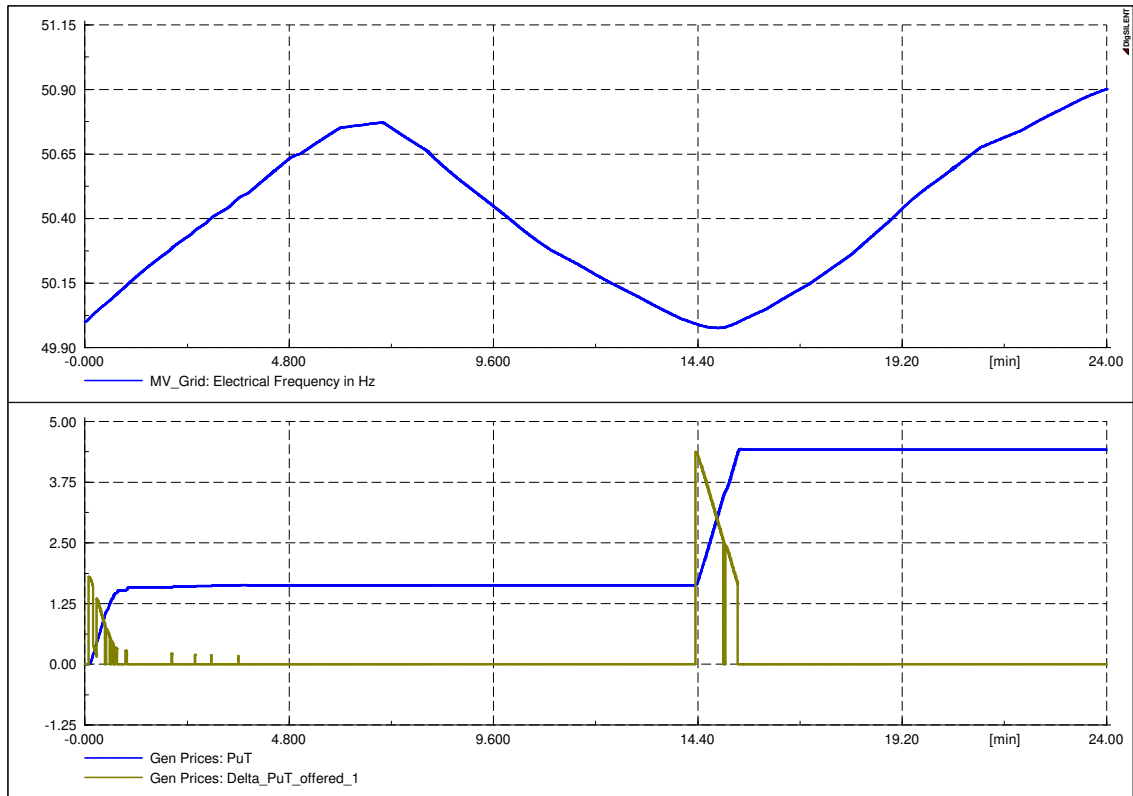


Figura 68: Comportamiento de la Microturbina. Gráfico superior, la variación de frecuencia de la red. Gráfico inferior la consigna del gestor centralizado y las ofertas aprobadas en mercado.

El comportamiento de la generación renovable se presenta en la Figura 69. Los sistemas de protección de sobrefrecuencia actúan reduciendo la potencia a pesar de que hay viento para producir mayor energía eólica. El sistema de protección de sobrefrecuencia de la instalación solar, detecta la sobrefrecuencia pero no reduce su potencia al tener consigna de prioridad de producción.

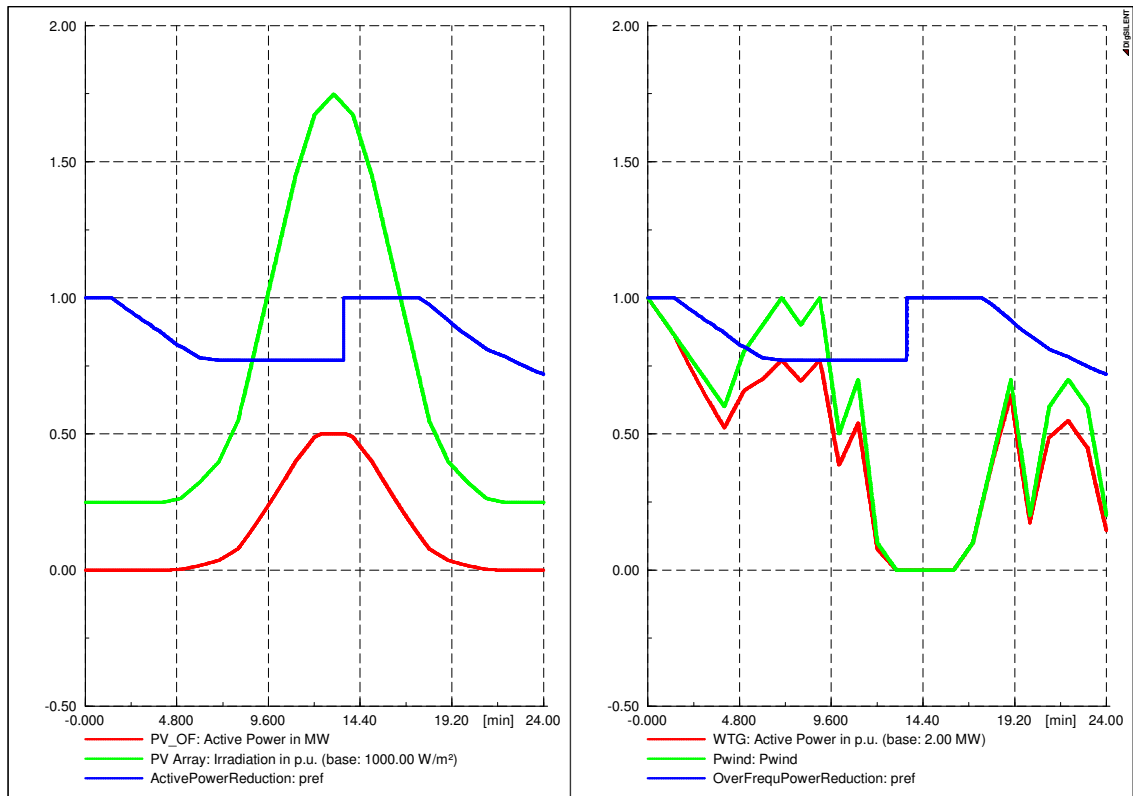


Figura 69: Comportamiento de los sistemas de generación de origen renovable. Gráfico izquierdo, energía solar. Gráfico derecho energía eólica.

La Figura 70 ilustra la evolución de la carga en la microrred a lo largo de los 24 minutos de simulación. La variación de carga se realiza interpolando en una tabla los valores de carga en función del tiempo.

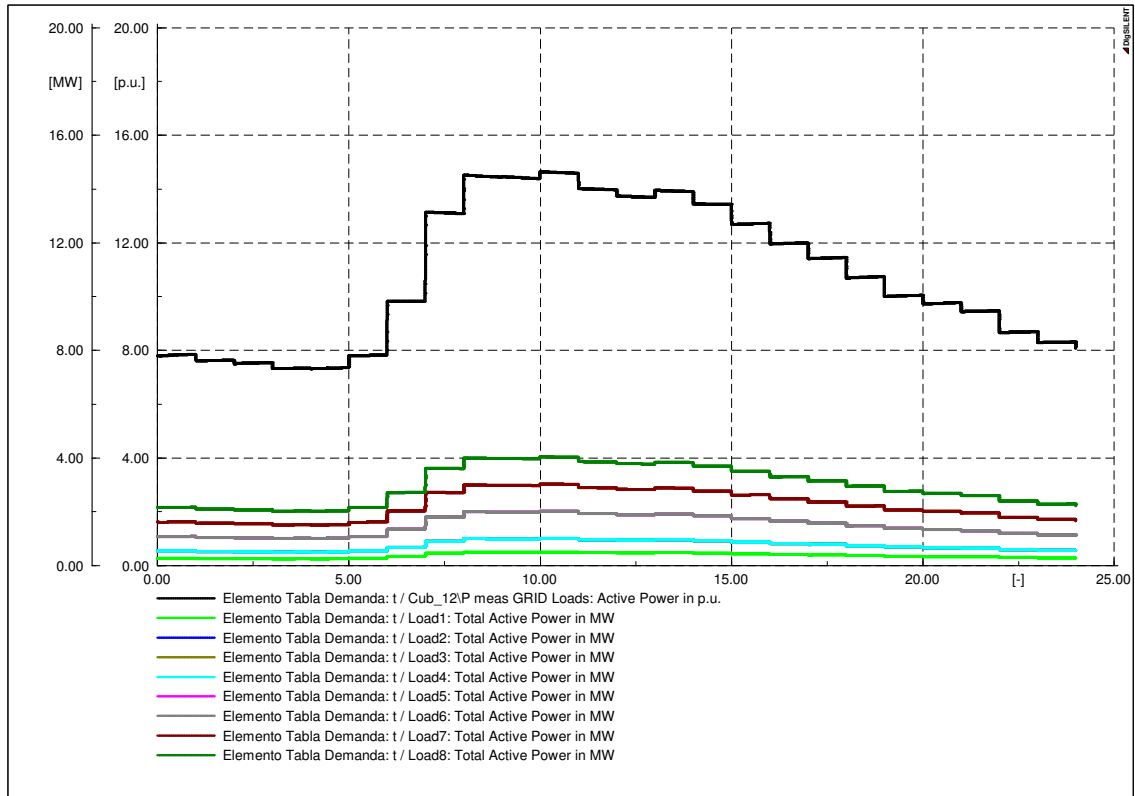


Figura 70: Variación de carga en la microrred.

9.1.2 Modelo de red externa débil – Con batería a plena carga

Se conecta la batería a la red. La variación de frecuencia y tensión en la red externa donde se conecta la microrred se muestra en la Figura 71.

Al estar la batería plenamente cargada en el momento inicial de la simulación y ser el mayor problema el exceso de frecuencia, la batería influye poco en los intercambios de potencia activa. Sin embargo, la tensión de la microrred presenta variaciones de menor amplitud respecto al caso sin batería.

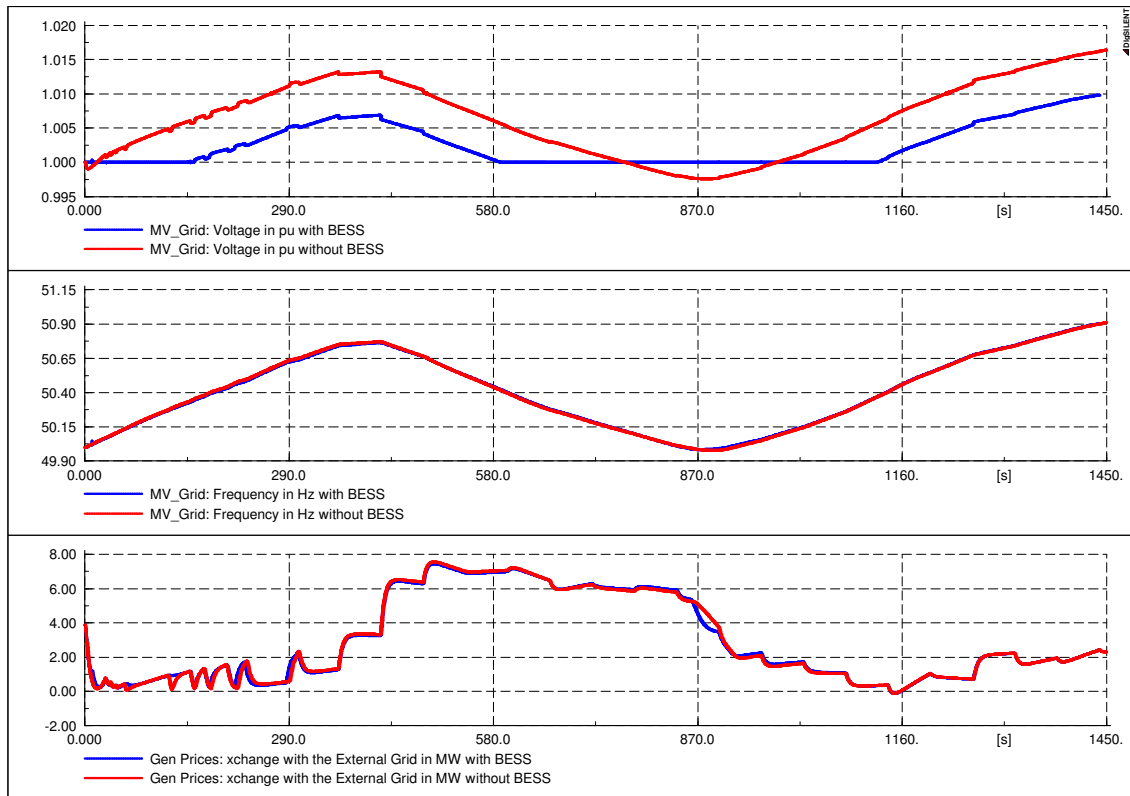


Figura 71: Variación de tensión (gráfico superior) en p.u. y de frecuencia (gráfico inferior) en Hz en la microrred

El comportamiento de la batería se ve en la Figura 72. La batería no contribuye al control de frecuencia en la microrred porque está plenamente cargada. Sí contribuye a la regulación de tensión de la microrred variando su potencia reactiva.

El nivel de carga de la batería se reduce ligeramente debido a un instante en que la batería ha producido potencia activa debido a que la frecuencia ha disminuido por debajo de 50Hz.

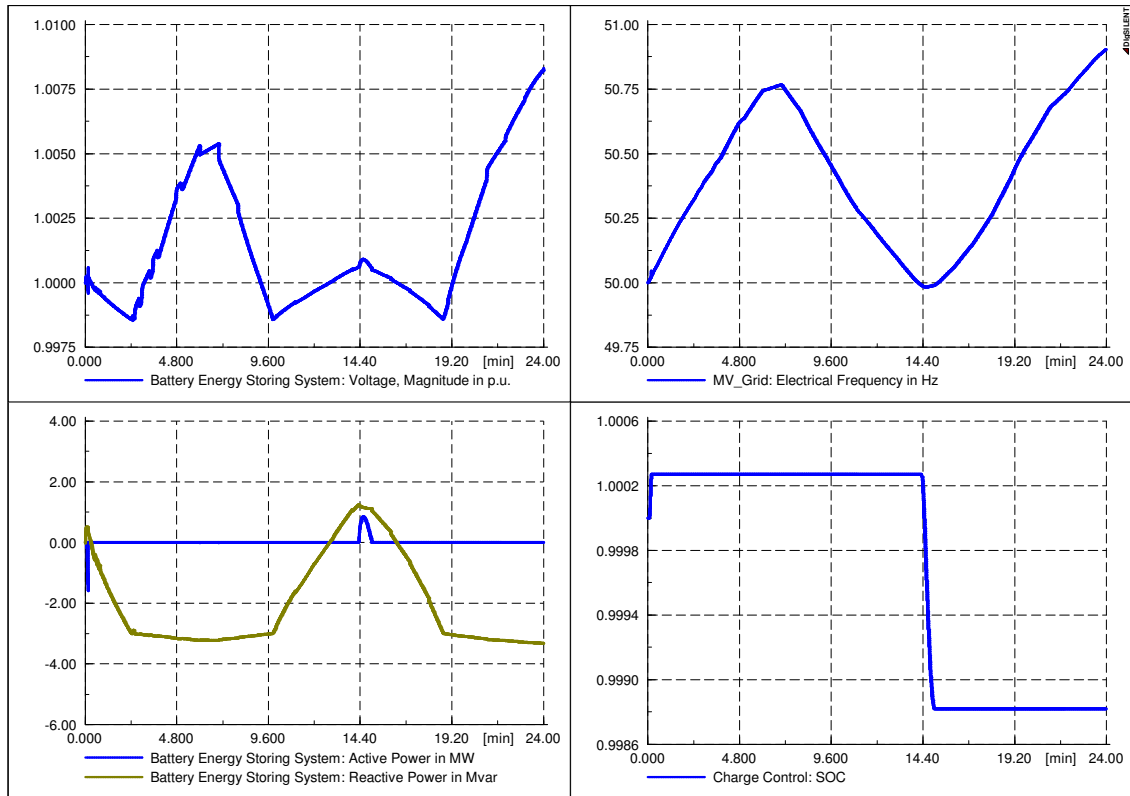


Figura 72: Comportamiento de la batería. Gráfico superior izquierda --> variación de tensión en la microrred. Gráfico inferior izquierda--> respuesta de la batería en potencia activa y reactiva, consumiendo reactiva para controlar la tensión. Gráfico superior derecha--> variación de frecuencia en la microrred. Gráfico inferior derecha--> variación de nivel de carga de la batería.

9.1.3 Modelo de red externa débil – Con batería a 20% de carga inicial

Se conecta la batería a la red. La simulación se inicializa con la batería cargada al 20%. De esta forma podrá consumir potencia activa y tendrá una influencia en la regulación de frecuencia. La variación de frecuencia y tensión en la red externa donde se conecta la microrred se muestra en la Figura 73, donde se compara el caso sin batería y el caso actual.

Al estar la batería a baja carga en el momento inicial de la simulación y ser el mayor problema el exceso de frecuencia, la batería influye favorablemente en los intercambios de potencia activa. La tensión de la microrred también mejora respecto al caso sin batería.

La batería no tiene asociada una consigna que regule el intercambio con la red externa ni está controlada por el gestor centralizado. Por ello el intercambio de potencia con la red depende de la variación de frecuencia y no se reduce a cero. La red externa contribuye a alimentar la carga.

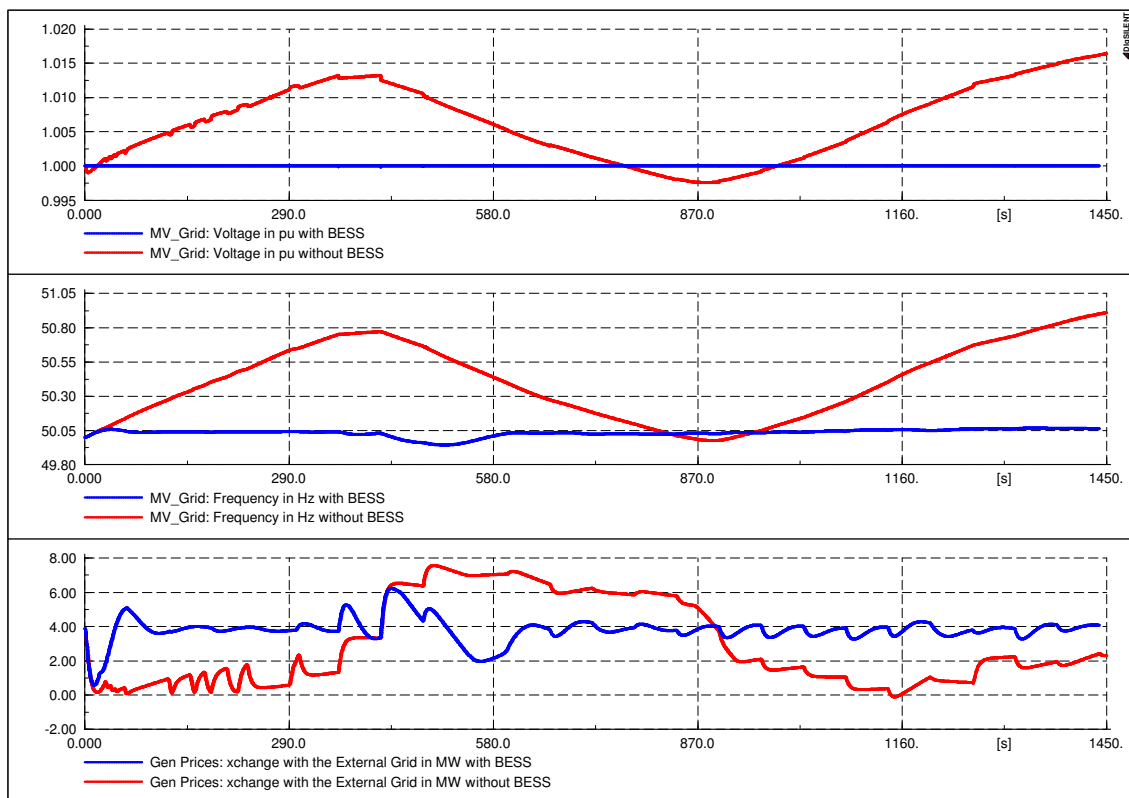


Figura 73: Variación de tensión (gráfico superior) en p.u. y de frecuencia (gráfico inferior) en Hz en la microrred

El comportamiento de la batería se ve en la Figura 72. La batería contribuye al control de frecuencia en la microrred porque está parcialmente cargada. Contribuye a la regulación de tensión de la microrred variando su potencia reactiva. En este caso genera potencia reactiva para controlar el valor de tensión.

El nivel de carga de la batería aumenta progresivamente.

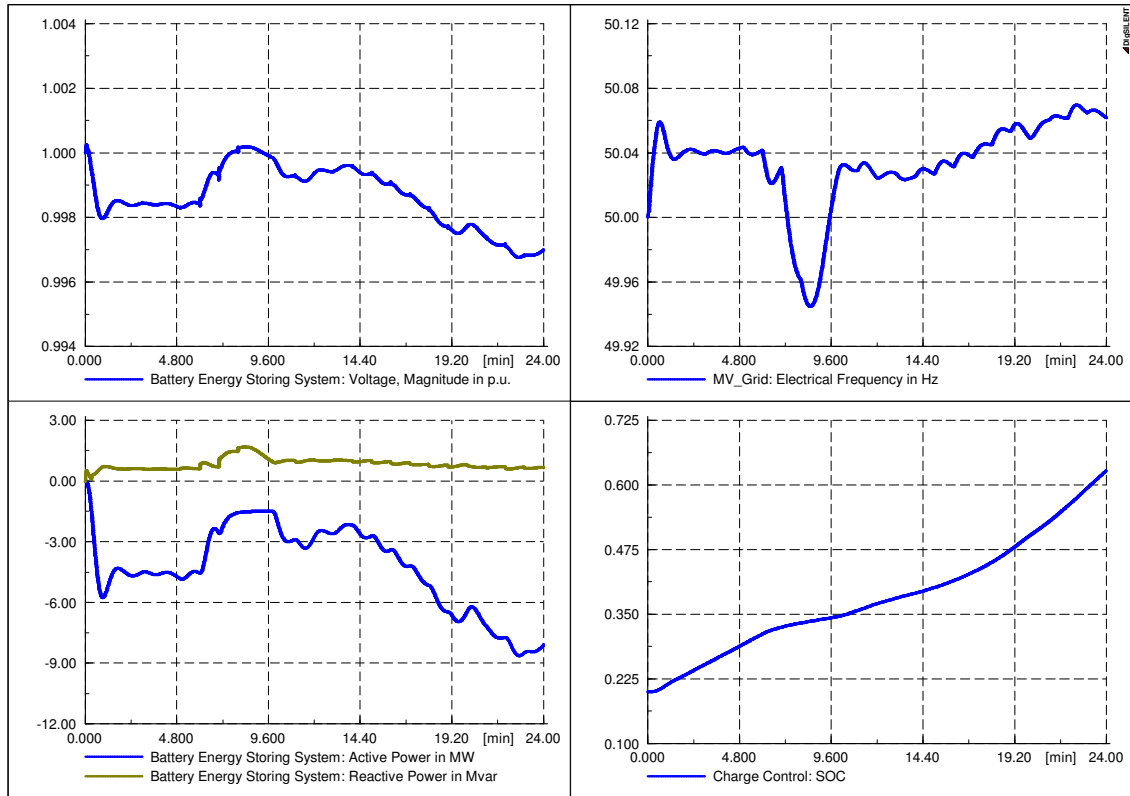


Figura 74: Comportamiento de la batería. Gráfico superior izquierda --> variación de tensión en la microrred. Gráfico inferior izquierda--> respuesta de la batería en potencia activa y reactiva, generando reactiva para controlar la tensión y cargando la batería. Gráfico superior derecha--> variación de frecuencia en la microrred. Gráfico inferior derecha--> variación de nivel de carga de la batería.

El comportamiento del sistema gestor centralizado de mercado se muestra en la Figura 75. El precio de mercado final se muestra en azul en el gráfico superior. La microturbina entra al principio en el rango de precios hasta 30Euros cuando la prioridad es igual a 1 y vuelve a entrar a precio máximo porque el generador convencional está produciendo máxima potencia.

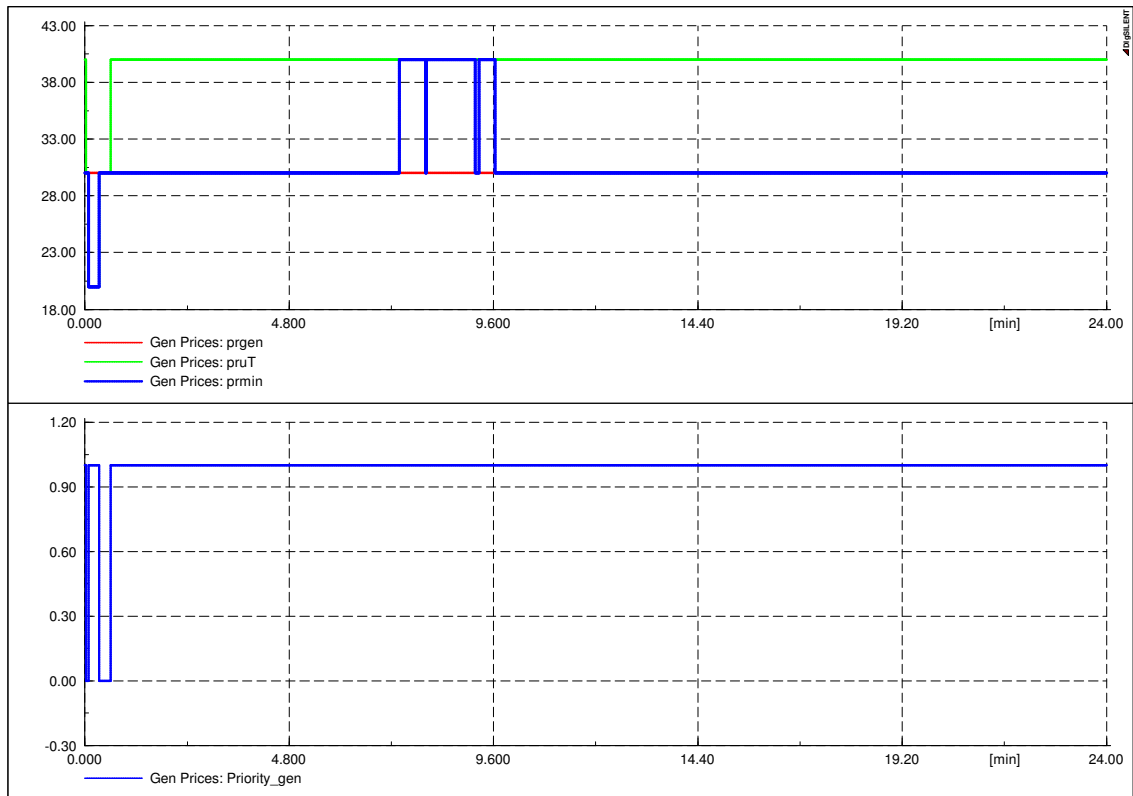


Figura 75: Ofertas (prgen, prUT en Eur) y precio final de mercado (prmin en Eur) en el gráfico superior. Prioridad microturbina o generador en gráfico inferior (1 cuando uT puede entrar)

El comportamiento del generador convencional se presenta en la Figura 76. El generador convencional sigue la consigna que recibe del sistema de ofertas (p0) y produce potencia máxima.

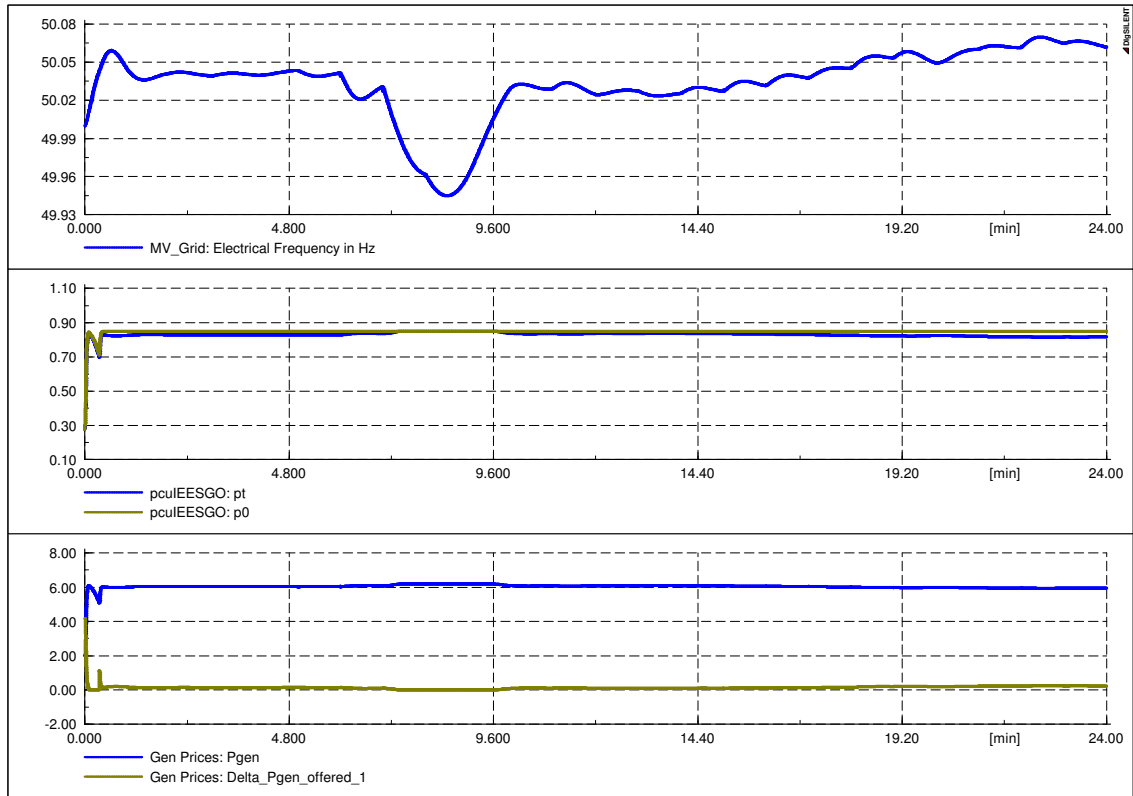


Figura 76: Comportamiento del generador convencional. Gráfico superior, variación de frecuencia en la red. Gráfico medio, pt potencia real que produce la turbina, p0 consigna que recibe del gestor centralizado. Gráfico inferior, Pgen potencia que produce el generador, Delta_Pgen_offered_1 oferta de potencia del gestor centralizado.

El comportamiento de la microturbina se puede ver en la Figura 77. La microturbina entra a mercado al principio, en el rango de precios de 10 y 20 Eur y cuando el generador convencional está a potencia máxima entra a su precio máximo.

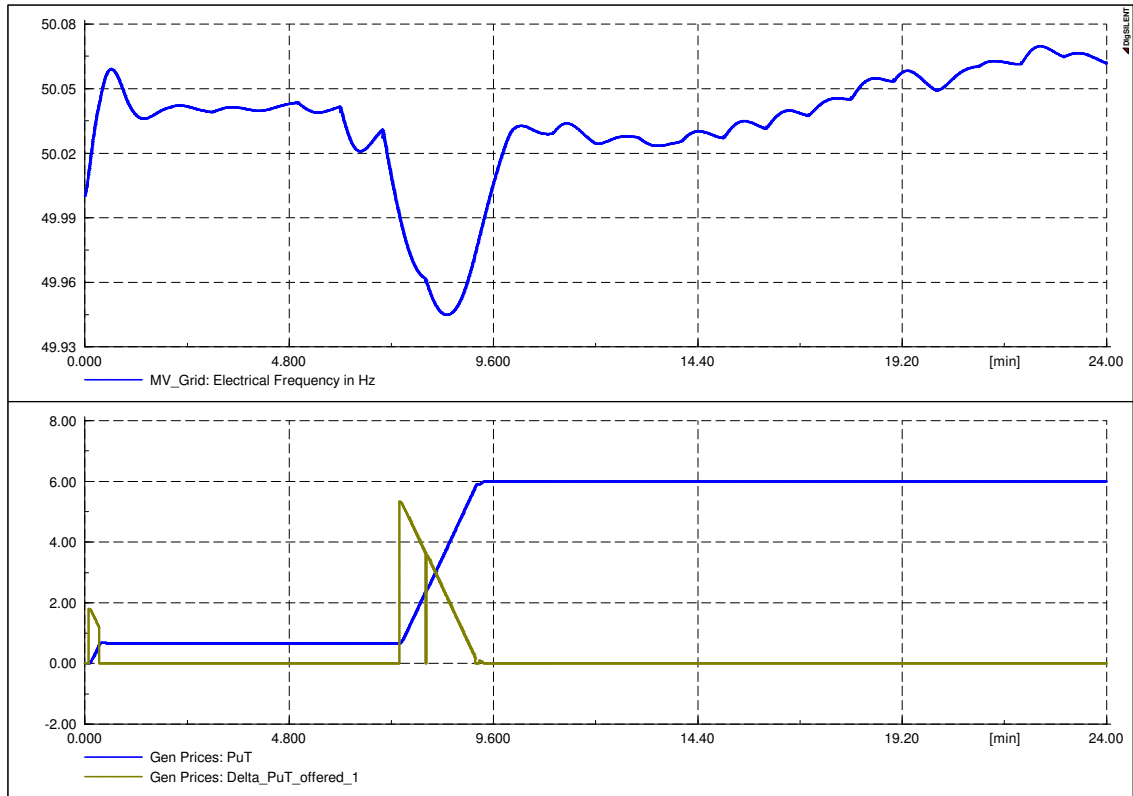


Figura 77: Comportamiento de la Microturbina. Gráfico superior, la variación de frecuencia de la red. Gráfico inferior la consigna del gestor centralizado y las ofertas aprobadas en mercado.

El comportamiento de la generación renovable se presenta en la Figura 78. Los sistemas de protección de sobrefrecuencia no actúan reduciendo la potencia como en el caso sin batería.

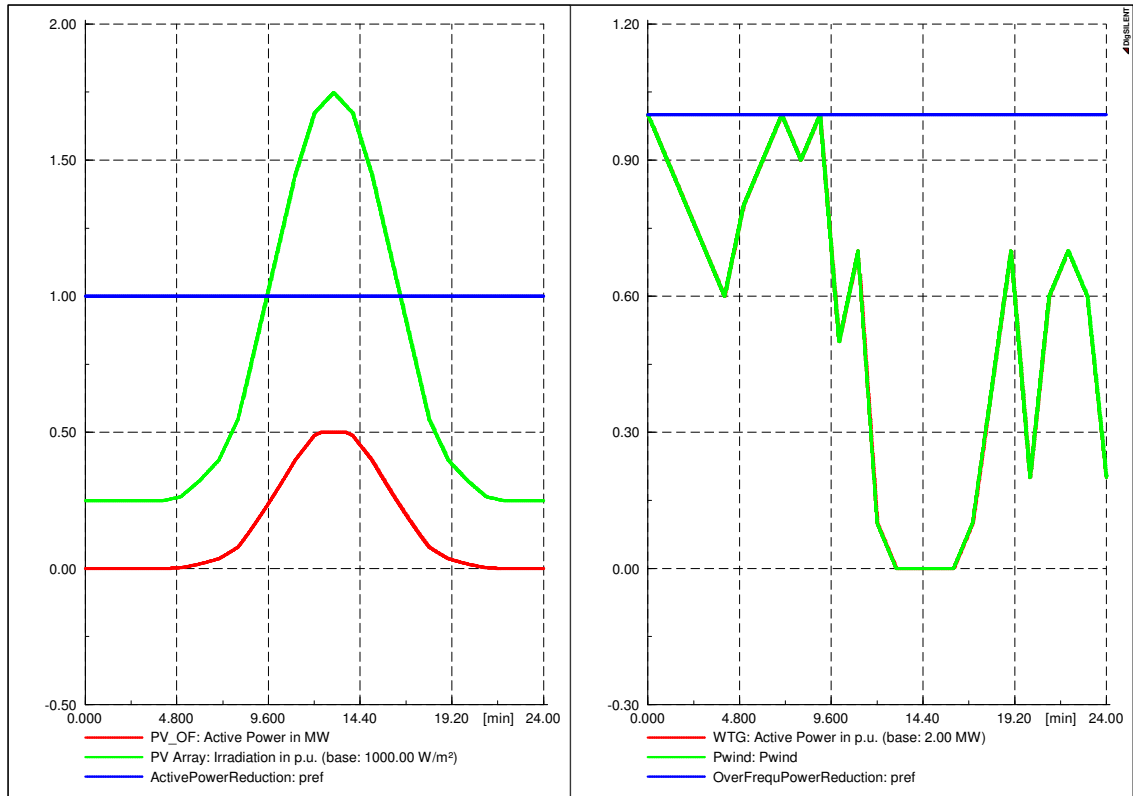


Figura 78: Comportamiento de los sistemas de generación de origen renovable. Gráfico izquierdo, energía solar. Gráfico derecho energía eólica.

10.Conclusiones

Se ha estudiado el impacto de un sistema de almacenamiento BESS en una microrred con diversos sistemas de generación. El gestor de la microrred se ha implementado en base a [2]. En ausencia de la batería, es el sistema de generación convencional el encargado de la regulación primaria. Ninguno de los elementos posee capacidad de regulación secundaria. A nivel de microrred se ha implementado un sistema de ofertas que busca minimizar el intercambio de potencia con la red externa.

A nivel de modelos existentes utilizados en la microrred y específicamente desarrollados en este proyecto, se podrían realizar las siguientes mejoras en futuros trabajos que se planteen como continuación:

- Una mejora sobre el sistema actual, sería aumentar la capacidad de reserva rodante y añadir regulación secundaria al gestor de la microrred. La microrred estudiada, presenta una potencia generada total al límite de la potencia consumida teniendo en cuenta la potencia de origen renovable. El sistema debe diseñarse de tal forma que la generación convencional sea capaz de alimentar la carga pico. De esta forma se puede gestionar el consumo, con generación renovable o sin ella cuando no hay sol ni viento.
- Una mejora del gestor de operación de la microrred sería integrar la tabla de precios de la batería en mercado y regular según la oferta más económica. El objetivo de este trabajo era observar las ventajas de utilizar un sistema de almacenamiento masivo, y se ha considerado prioritario a cualquier precio, la regulación correcta de tensión y frecuencia de la red. Se han conseguido los objetivos de comprobar que la batería mejora la operación del sistema, aporta la regulación que falta y contribuye a regular la frecuencia al valor de referencia de 50Hz. El único problema es que se extraen mayores ventajas en el ejemplo estudiado si la batería no está cargada, ya que, estando a plena carga, no puede contribuir a la reducción de frecuencia. Ésta es una de las mayores restricciones de los sistemas de almacenamiento, que se comprueba en este proyecto.
- Se podría añadir un sistema en el gestor centralizado para el control de tensión porque tanto la eólica, solar, batería y generación convencional, son capaces de regular la tensión en terminales.
- La microturbina se podría mejorar incorporando un mecanismo de regulación primaria que regule la frecuencia. El modelo actual incorpora un regulador para seguir una consigna de potencia de referencia sin realimentación de velocidad o frecuencia. La microturbina no posee controlador de tensión pero también es una mejora que podría plantearse como continuación a este trabajo.
- Mejorar el modelo de planta fotovoltaica para que actúe como eólica, reduciendo potencia cuando se necesita. El modelo incorpora un sistema de reducción de frecuencia que actualmente no es prioritario para el control local de modelo de planta fotovoltaica.

11. Referencias.

- [1] DIgSILENT PowerFactory Manual v14.0 <http://www.digsilent.de>
- [2] Jimeno-Huarte, Anduaga-Muniozguren y Oyarzabal-Moreno, *Arquitectura de un gestor energético de microrredes*, Artículo de investigación, Dyna Vol 84 nº7 577/590. Octubre 2009
- [3] Jon Anduaga, Maialen Boyra, Iñigo Cobelo, Eduardo García, Asier Gil De Muro, Joseba Jimeno, Iñaki Laresgoiti, José Oyarzabal, Eugenio Perea, Raul Rodríguez, Eutimio Sánchez, Elena Turienzo, Eduardo Zabala, *La microrred, una alternativa de futuro para un suministro energético integral*. Año: 2008. Fuente: TECNALIA Corporación Tecnológica. ISBN 978-84-612-7972-2.

Posibilidad de solicitarlo a través de la web:
<http://www.labein.es/labeinweb/publica.nsf/vwCAListadoMON/C6731F12505E8471C125751C0058654F?OpenDocument&>
- [4] Lasseter, Robert *Dynamic Models for Micro-Turbines and Fuel Cells*. 10-7803-7173-9/01/IEEE 2001.
- [5] DIgSILENT PowerFactory Application Manual, *Battery Energy Storing Systems in PowerFactory*. Rev 1. Marzo 2010. Restricted to PowerFactory users.